



Titre: Algorithmes pour accélérer la simulation en stabilité transitoire
Title:

Auteur: Nahi Kandil
Author:

Date: 1999

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Kandil, N. (1999). Algorithmes pour accélérer la simulation en stabilité transitoire
Citation: [Thèse de doctorat, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie.
<https://publications.polymtl.ca/8896/>

 **Document en libre accès dans PolyPublie**
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: <https://publications.polymtl.ca/8896/>
PolyPublie URL:

**Directeurs de
recherche:**
Advisors:

Programme: Non spécifié
Program:

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

**ALGORITHMES POUR ACCÉLÉRER
LA SIMULATION EN STABILITÉ TRANSITOIRE**

NAHI KANDIL

DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE
ET DE GÉNIE INFORMATIQUE
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

THÈSE PRÉSENTÉE EN VUE DE L'OBTENTION DU
DIPLOME DE PHILOSOPHIAE DOCTOR (Ph.D.)
(GÉNIE ÉLECTRIQUE)

JANVIER 1999



National Library
of Canada

Acquisitions and
Bibliographic Services

395 Wellington Street
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Bibliothèque nationale
du Canada

Acquisitions et
services bibliographiques

395, rue Wellington
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Your file Votre référence

Our file Notre référence

The author has granted a non-exclusive licence allowing the National Library of Canada to reproduce, loan, distribute or sell copies of this thesis in microform, paper or electronic formats.

The author retains ownership of the copyright in this thesis. Neither the thesis nor substantial extracts from it may be printed or otherwise reproduced without the author's permission.

L'auteur a accordé une licence non exclusive permettant à la Bibliothèque nationale du Canada de reproduire, prêter, distribuer ou vendre des copies de cette thèse sous la forme de microfiche/film, de reproduction sur papier ou sur format électronique.

L'auteur conserve la propriété du droit d'auteur qui protège cette thèse. Ni la thèse ni des extraits substantiels de celle-ci ne doivent être imprimés ou autrement reproduits sans son autorisation.

0-612-42824-9

Canada

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Cette thèse est intitulée:

**ALGORITHMES POUR ACCÉLÉRER
LA SIMULATION EN STABILITÉ TRANSITOIRE**

présenté par: **KANDIL Nahi**

en vue de l'obtention du diplôme de: **Philosophiae Doctor**

a été dûment acceptée par le jury d'examen constitué de:

M. **BRAULT Jean-Julles**, Ph.D., président

M. **MARCEAU Richard**, Ph.D., membre et directeur de recherche

M. **DO Xuan-Dai**, Ph.D., membre et codirecteur de recherche

M. **HOULE Jean-Louis**, Ph.D., membre

M. **VUONG Gia Tong**, Ph.D., membre

*À mes parents, mon épouse, mes frères et
à tous mes amis*

Ne dites pas, “j’ai trouvé la vérité”, mais plutôt, “j’ai trouvé une vérité”.

Khalil Gibran

REMERCIEMENTS

“Le maître qui marche à l’ombre du temple, parmi ses disciples, ne donne pas de sa sagesse mais plutôt de sa foi et de son amour. S’il est vraiment sage, il ne vous invite pas à entrer dans la maison de sa sagesse, mais vous conduit plutôt au seuil de votre propre esprit.”

Khalil Gibran

Mes tous premiers remerciements s’adressent à M. Richard Marceau, mon directeur de recherche, qui a rendu possible la réalisation de ce travail. Je lui témoigne sincèrement ma gratitude pour ses conseils, sa disponibilité, sa gentillesse, sa patience, sa confiance et son encouragement dans les moments difficiles. De lui, j’ai appris beaucoup de choses, les plus importantes dépassant largement le cadre de cette recherche.

Je tiens également à remercier mon codirecteur, M. Dai-Do Xuan, pour son soutien, sa participation et son appui intellectuel et moral qui m’ont aidé à progresser dans ma recherche.

J’exprime toute ma reconnaissance à M. Gia Tong Vuong pour le partage de ses compétences et pour ses critiques et ses suggestions fructueuses.

Je remercie également les autres membres du jury, c’est-à-dire le président, M. Jean-Jules Brault, et l’examineur M. Jean-Louis Houle pour leurs commentaires et leur travail d’organisation de mes examens ainsi que ma soutenance.

Enfin, je remercie tous mes collègues et mes amis qui m’ont apporté leur soutien moral et leur encouragement durant cette étude. Des remerciements particuliers sont adressés à René Wamkeue, Moraogué Sirandi et Abdou-Rahmani Sana pour l’amitié, l’aide et les conseils fournis pendant la rédaction de cette thèse.

RÉSUMÉ

ALGORITHMES POUR ACCÉLÉRER LA SIMULATION EN STABILITÉ TRANSITOIRE

Une activité majeure dans la planification et l'exploitation du réseau électrique est d'en tester la stabilité transitoire relative à des perturbations. L'analyse de la stabilité transitoire traite de la capacité d'un réseau électrique à atteindre un régime permanent acceptable (point de fonctionnement) suite à une perturbation. L'analyse de la stabilité transitoire demeure effectuée, presque exclusivement, dans les compagnies d'électricité, au moyen de techniques d'intégration numérique pas-à-pas. Dans ces simulations, le comportement du réseau est évalué afin d'en déterminer la stabilité et les limites de fonctionnement. Cette approche temporelle possède plusieurs avantages: 1) elle est directement applicable, quel qu'en soit le niveau de détail des modèles de réseaux, 2) toutes les informations sur les variables d'état pendant le régime transitoire aussi bien que le régime permanent sont disponibles, 3) les résultats de simulations peuvent directement être interprétés par les utilisateurs, 4) les mécanismes d'instabilité peuvent être examinés en détail. Toutefois, le principal inconvénient de cette pratique est qu'elle nécessite un grand nombre d'intégrations numériques durables des systèmes d'équations différentielles et d'équations algébriques, rendant, de ce fait même, difficile l'atteinte d'une performance acceptable dans la simulation en temps réel des grands réseaux.

De nombreux efforts ont été consentis à accélérer les simulations de stabilité transitoire basées sur des méthodes de réduction du réseau, des techniques numéri-

ques améliorées de résolution, des ensembles logiciels d'automatisation des processus de recherche de la limite de stabilité, le traitement parallèle et les applications des réseaux neuronaux. Toutefois, l'analyse de la sécurité dynamique se fait toujours hors ligne, et il existe toujours une motivation considérable de rechercher de manière permanente une méthode supérieure de calcul pour l'analyse de la stabilité.

Dans la présente thèse, deux nouveaux algorithmes de simulations de stabilité transitoires sont proposés. Utilisant l'approche simultanée implicite, les deux algorithmes sont basés sur la réduction du système résultant en moins d'opérations arithmétiques qui, conséquemment, augmentent la vitesse des simulations de stabilité transitoire. Dans la première méthode, le système réduit équivalent est dense et ne peut être applicable pour des techniques creuses normalement utilisées dans les réseaux électriques, bien que de telles méthodes associées en traitement parallèle pourraient vraisemblablement améliorer la vitesse de résolution. Cependant, dans la deuxième approche, le caractère creux est préservé permettant ainsi l'utilisation des techniques traditionnelles de calcul de matrices creuses. Les résultats de simulation obtenus sur le réseau d'essai à 9 barres du Conseil de Coordination du Système de l'Ouest (WSCC), avec des modèles complexes de machine, différents types de charges nonlinéaires et différentes valeurs de pas d'intégration (Δt) ont montré que les deux techniques proposées sont précises et sont capables de donner de bonnes qualités de simulation comparées à ST600, le programme commercial de stabilité transitoire développé et utilisé par Hydro-Québec. Le nombre estimé d'opérations arithmétiques par itération est utilisé pour quantifier le gain et les avantages de ces deux approches proposées. Comparés à d'autres algorithmes traditionnels existants, le temps de simulation envisagé est considérablement réduit.

ABSTRACT

IMPROVED ALGORITHMS FOR ACCELERATING TRANSIENT STABILITY SIMULATION

A major activity in utility system planning and operations is to test system transient stability relative to disturbances. Transient stability analysis is concerned with a power system's ability to reach an acceptable steady-state (operating condition) following a disturbance. Transient stability analysis is performed in power companies almost exclusively by means of step-by-step numerical integration techniques. In these simulations, the behaviour of a present or proposed power system is evaluated to determine its stability or its operating limits. This time-domain approach has several advantages: 1) it is directly applicable to any level of detail of power system models, 2) all the information of state variables during transient as well as steady-state is available, 3) simulation results can be directly interpreted by system operators, 4) instability mechanisms can be examined in detail. However, the main disadvantage of this practice is that it requires intensive time-consuming numerical integration, and is therefore not yet suitable for on-line applications.

Many efforts have been made to speed up transient stability simulations including different solution techniques, software frameworks for mechanizing limit-search processes, parallel processing, and neural network applications. However, dynamic security analysis is still performed off-line where there is always much interest in

bringing those studies to the on-line system control environment. A high-speed, real-time or, preferably, faster-than-real-time transient stability simulation is therefore highly desirable at the present time. Moreover, compactness and flexibility are necessary attributes in order to model large networks and perform simulations of various power system phenomena. Thus there is always considerable incentive to find superior calculation methods for stability analysis.

In this thesis, two new algorithms to speed up transient stability simulations are proposed based on the simultaneous implicit approach. Both algorithms employ system reduction resulting in fewer arithmetic operations, and consequently, increasing the speed of transient stability simulations. In the first method, the equivalent reduced system is dense and is not suitable for sparse techniques normally used in power systems, though it would likely improve the speed of solution of parallel processing techniques. In the second approach, sparsity is preserved allowing the use of solution techniques traditionally applied to sparse matrices. Results from the Western System Coordinating Council (WSCC) nine-bus test system with complex machine models, different types of nonlinear loads, and different values of step size (Δt), show that both techniques are efficient and provide high quality of simulation when compared to those obtained from ST600, the commercial transient stability program developed and used for many years by Hydro-Quebec. The estimated number of arithmetic operations per iteration is used to quantify the gain and advantages of these two proposed approaches. Compared to other existing traditional methods, simulation time is considerably reduced.

TABLE DES MATIÈRES

	Pages
DÉDICACE	iv
REMERCIEMENTS	vi
RESUMÉ	vii
ABSTRACT	ix
TABLE DE MATIÈRES	xi
LISTE DES ANNEXES	xvi
LISTE DES FIGURES	xvii
LISTE DES TABLEAUX	xxii
LISTE DES SYMBOLES	xxiii
LISTE DES ACRONYMES	xxvi

INTRODUCTION	1
I-1. Les méthodes directes	4
I-2. Les méthodes temporelles	6
I-3. Techniques de réduction d'un système	9
I-4. Techniques améliorées de résolution numérique	10
I-4.1 La méthode BPA	10
I-4.2 Une solution de matrice complexe-Y	12
I-4.3 Pas d'intégration variable	13
I-4.4 Méthodes fréquentielles	16
I-5. Mécanisation de la procédure de recherche de limite	17
I-6. Traitement parallèle	19
I-7. Application des réseaux de neurones artificiels	28
I-8. La présente thèse	33
I-9. Les contributions de cette thèse	37
I-10. Autres contributions relatives	39
 CHAPITRE 1 STABILITÉ TRANSITOIRE	 42
1.1 Introduction	42
1.2 Algorithmes utilisés dans les simulations de la stabilité transitoire	43
1.3 La formulation du problème de stabilité transitoire	47
1.3.1 Le réseau	47
1.3.2 La charge	48
1.3.3 Le générateur	51
1.3.3.1 Le système d'interface	52
1.3.3.2 Le système mécanique	54

1.3.3.3	Le système machine	55
1.3.3.4	Le système d'excitation	55
1.3.3.5	Le système de stabilisation	56
1.3.3.6	Le système turbine	57
1.4	Choix d'algorithme	58
1.5	L'approche implicite simultanée (SI)	59
1.5.1	Méthode de résolution	61
1.5.2	Une matrice- Y complexe pour le problème de stabilité transitoire	72
1.6	Conclusion	76
CHAPITRE 2 L'APPROCHE IMPLICITE SIMULTANÉE		78
2.1	Introduction	78
2.2	L'approche implicite simultanée: méthode de résolution	78
2.3	Calcul des matrices et des vecteurs du système	82
2.3.1	La matrice d'admittance du réseau, Y	82
2.3.2	La matrice diagonale d'admittance de charge, Y_L	82
2.3.3	Équations du générateur: construction de $[A_G]$, $[B_G]$ et \underline{R}_G	83
2.3.3.1	Les équations mécaniques	84
2.3.3.2	Les équations de tension	86
2.3.3.3	Les équations de puissance	87
2.3.3.4	Les équations d'interface de tension	88
2.3.3.5	Un système d'équations algébriques pures	88
2.3.4	La matrice de rotation de courant, $[C_G(t)]$	93
2.3.5	La matrice équivalente d'admittances du générateur, $[Y_{Gi}]$	94

2.3.6	La matrice d'admittance du système, $[Y_e]$	94
2.3.7	Les résidus de courant dus aux charges nonlinéaires, \underline{R}_N ...	95
2.3.8	Le vecteur résiduel, \underline{I}_r	96
2.3.9	Résolution de l'équation d'écoulement de puissance	96
2.3.10	Calcul des variables des générateurs, \underline{U}_G	97
2.3.11	Test de convergence	98
2.4	Un exemple d'application	98
2.4.1	Le réseau à 9 barres de WSCC	98
2.4.2	Résultats de simulation	100
2.5	Conclusion	101

CHAPITRE 3	UN SYSTÈME RÉDUIT ET DENSE POUR LES SIMU-	
	LATIONS EN STABILITÉ TRANSITOIRE	105
3.1	Introduction	105
3.2	Un système équivalent réduit et dense	106
3.3	Application de l'approche proposée	110
3.3.1	Charge à impédance constante	111
3.3.2	Charge à courant constant	112
3.3.3	Charge à puissance constante	113
3.4	Traitement des discontinuités	117
3.5	La recherche de limite à partir de l'approche proposée	120
3.6	Le gain	126
3.6.1	Gain de l'approche proposée avec inversion matricielle	126
3.6.2	Gain de l'approche proposée avec utilisation de LDU	130
3.7	Conclusion	134

CHAPITRE 4	UN SYSTÈME RÉDUIT ET CREUX POUR LES SIMULA-	
	TIONS EN STABILITÉ TRANSITOIRE	135
4.1	Introduction	135
4.2	Un système réduit et creux	136
4.3	Prédiction de tension	139
4.4	Application et résultats	141
4.5	L'effet de la grandeur du pas d'intégration (Δt)	145
4.6	Traitement de l'erreur dans le cas d'un grand pas (Δt)	147
4.7	Traitement des discontinuités	147
4.8	Recherche de limite à partir de la méthode proposée	149
4.9	Le gain	152
4.9.1	Gain de l'approche proposée avec inversion matricielle	152
4.9.2	Gain de l'approche proposée avec utilisation de LDU	156
4.11	Conclusion	161
CONCLUSION		162
C-1.	Première méthode proposée (Système Réduit Dense)	166
C-2.	Seconde méthode proposée (Système Réduit Creux)	167
C-3.	Comparaison détaillée entre les algorithmes proposés	168
C-4.	Recommandation pour des futures recherches	173
C-4.1	Application des algorithmes proposés dans les grands réseaux d'énergie électrique	173
C-4.2	Investigations d'une approche de la simulation de la stabi- lité transitoire basée sur le traitement parallèle	174
RÉFÉRENCES		177

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE A:	Article no. 1	190
ANNEXE B:	Article no. 2	197
ANNEXE C:	Une autre méthode innovatrice pour la réalisation de simulations en stabilité transitoire au moyen du calcul parallèle distribué	204
ANNEXE D:	Représentation d'un générateur à pôles saillants	220
ANNEXE E:	Représentation d'un circuit d'excitation	225
ANNEXE F:	Représentation d'un circuit de stabilisation	229
ANNEXE G:	Représentation d'une turbine hydraulique	232

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1	Modèle générique du générateur.	51
Figure 1.2	Reférenciel de transformation définition de l'angle de rotor δ	53
Figure 2.1	Simplified flowchart of a transient stability program using the <i>SI</i> approach.	81
Figure 2.2	Le système algébrique d'un générateur de modèle simple	89
Figure 2.3	Le réseau d'essai à neuf barres de WSCC.	99
Figure 2.4	Résultats de simulation de stabilité transitoire par Matlab pour le réseau d'essai à neuf barres de WSCC avec des machines simples, charges linéaires (impédance constante) et $\Delta t=0.5$ cycle.	102
Figure 2.5	Résultats de simulation de stabilité transitoire par Matlab pour le réseau d'essai à neuf barres de WSCC avec des machines complexes, charges nonlinéaires (courant constant) et $\Delta t=1$ cycles.	103

Figure 2.6	Résultats de simulation de stabilité transitoire par Matlab pour le réseau d'essai à neuf barres de WSCC avec machines complexes, charges nonlinéaires (puissance constante) et $\Delta t=2$ cycles.	104
Figure 3.1	Organigramme simplifié du programme de stabilité transitoire à partir de l'approche système réduit et dense.	109
Figure 3.2	Résultats de simulation en stabilité transitoire par la méthode du Système Réduit Équivalent pour le réseau à neuf barres de WSCC avec des machines complexes, les charges linéaires et $\Delta t=0.5$ cycle.	114
Figure 3.3	Résultats de simulation en stabilité transitoire par la méthode du Système Réduit Équivalent pour le réseau à neuf barres de WSCC avec des machines complexes, les charges nonlinéaires (courant constant) et $\Delta t=1$ cycle.	115
Figure 3.4	Résultats de simulation en stabilité transitoire par la méthode du Système Réduit Équivalent pour le réseau à neuf barres de WSCC avec des machines complexes, les charges nonlinéaires (puissance constante) et $\Delta t=2$ cycles.	116

Figure 3.5	Effet des discontinuités sur l'approche du Système Réduit Équivalent.	118
Figure 3.6	Traitement des discontinuités en utilisant le système complet initial aux moments de discontinuités.	119
Figure 3.6	Traitement des discontinuités par le procédure répétitive de résolution.	120
Figure 3.7	Recherche de limite utilisant l'approche du Système Réduit Équivalent pour le réseau à 9 barres de la WSCC avec modèles détaillés des machines, des charges nonlinéaires (puissance constante) et $\Delta t=0.5$ cycles.	124
Figure 3.8	Recherche de limite (dans le cas d'un accroissement de l'impédance de ligne) par la méthode du Système Réduit Équivalent pour le réseau à 9 barres de la WSCC avec modèles détaillés des machines, des charges nonlinéaires (courant constant) et $\Delta t=0.5$ cycles.	125
Figure 4.1	Organigramme simplifié du programme de stabilité transitoire à partir de l'approche système réduit creux.	138

- Figure 4.2** Résultats de simulation de stabilité transitoire à partir de l'approche du Système Réduit Creux pour le réseau d'essai WSCC à 9 barres comprenant les modèles complets des machines, des charges nonlinéaires (courant constant) et $\Delta t=0.5$ cycle. 142
- Figure 4.3** Résultats de simulation de stabilité transitoire à partir de l'approche du Système Réduit Creux pour le réseau d'essai WSCC à 9 barres comprenant les modèles complets des machines, des charges nonlinéaires (courant constant) et $\Delta t=0.5$ cycle: 143
- Figure 4.4** Résultats de simulation de stabilité transitoire à partir de l'approche du Système Réduit Creux pour le réseau d'essai WSCC à 9 barres comprenant les modèles complets des machines, des charges nonlinéaires (courant constant) et $\Delta t=0.5$ cycle: 144
- Figure 4.5** L'effet de la grandeur du pas d'intégration Δt sur l'approche du Système Réduit Creux: 146
- Figure 4.6** Traitement de l'erreur dans le cas d'un grand pas d'intégration Δt dans l'approche du Système Réduit Creux. 148
- Figure 4.7** Recherche de limite utilisant l'approche du Système Réduit Creux pour le réseau à 9 barres de la WSCC avec modèles détaillés des machines, des charges nonlinéaires (puissance

constante) et $\Delta t = 0.5$ cycles. 150

Figure 4.8 Recherche de limite (dans le cas d'un accroissement de l'impédance de ligne) par la méthode du Système Réduit Creux pour le réseau à 9 barres de la WSCC avec modèles détaillés des machines, des charges nonlinéaires (puissance constante) et $\Delta t = 0.5$ cycles. 151

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1	Différentes approches fondamentales dans l'analyse de la stabilité transitoire d'un réseau électrique.	46
Tableau 1.2	Comparaison entre les quatre méthodes de simulation de la stabilité transitoire.	47
Tableau 2.1	Donnés de stabilité pour des modèles simples de machines. ...	99
Tableau C-1	Nombre d'itérations nécessaires à chaque pas d'intégration pour le réseau à 9 barres de la (WSCC).	172
Tableau C-2	Nombre estimé d'opérations arithmétiques nécessaires à chaque pas de discrétisation.	172
Tableau C-3	Gain anticipé des deux algorithmes proposés en utilisant le nombre estimé d'opérations arithmétiques nécessaires à chaque pas de discrétisation.	172
Tableau C-4	Gain anticipé estimés des deux algorithmes proposés pour un système à 1000 barres avec 100 générateurs et une moyenne de 5 itérations par pas de discrétisation.	173

LISTE DES SYMBOLES

$[Y]$	La matrice d'admittance du réseau
\underline{V}	Le vecteur des tensions aux barres du réseau
\bar{I}_L	Le vecteur des courants de charge
\bar{I}_G	Le vecteur des courants des générateurs
P_{li}, Q_{li}, S_{li}	Les puissances active, réactive et apparente de la charge à la barre i
V_d, V_q, I_d, I_q	Les tensions et les courants d'axes d- et d'axe q- du générateur
$\bar{V}_{gi}, \bar{I}_{gi}$	La tension et le courant du générateur i
V_F	La tension de champ
V_s	La tension de sortie du stabilisateur
δ_i	l'angle de la machine i
ω_i	La vitesse angulaire de la machine i [rad/s]
ω_0	La vitesse synchrone
H_i	Le constante d'inertie du générateur et de la turbine à la barre i
D_i	Le constante de friction de la machine i
P_{Mi}	La puissance mécanique fournie par la turbine à la barre i
P_{Ei}	La puissance électrique fournie par la machine i
V_{Ri}, V_{Ii}	Les parties réelle et imaginaire de la tension du générateur i
$[T_{gi}]$	Une matrice de rotation

\underline{X}_{Mi}	Le vecteur des variables d'état de la machine
\underline{Y}_{Mi}	Le vecteur des autres variables de la machine
\underline{Y}_{Ii}	Le vecteur des variables d'interface, V_{di} , V_{qi} , I_{di} , I_{qi} , V_{Fi} , V_{Si} , δ_i , P_{Ei} , ω_i , P_{Mi}
\underline{X}_{Ei}	Le vecteur des variables d'état de l'excitateur
\underline{Y}_{Ei}	Le vecteur des autres variables de l'excitateur
\underline{X}_{Si}	Le vecteur des variables d'état du stabilisateur
\underline{Y}_{Si}	Les autres variables du stabilisateur
\underline{X}_{Ti}	Le vecteur d'état des variables de la turbine
\underline{Y}_{Ti}	Le vecteur des autres variables de la turbine
\underline{X}_{Gi}	Vecteur d'état de toutes les variables du générateur i : \underline{X}_{Mi} , \underline{X}_{Ei} , \underline{X}_{Si} , \underline{X}_{Ti}
\underline{Y}_{Gi}	Le vecteur des autres variables du générateur i : \underline{Y}_{Mi} , \underline{Y}_{Ei} , \underline{Y}_{Si} , \underline{Y}_{Ti}
$[A_G]$	Matrice coefficient de toutes les équations des générateurs
$[B_G]$	Matrice d'interface de tension
$[C_G]$	Matrice d'interface de courant
\underline{R}_G	Vecteur des valeurs connues et des nonlinéarités des générateurs
\underline{U}_G	Vecteur associé des variables des générateurs
$[Y_L]$	Matrice diagonale contenant les admittances équivalentes des charges
\underline{R}_N	Vecteur des résidus de courant dûs aux charges
$[Y_G]$	Une matrice diagonale représentant les admittances des générateurs
\underline{V}_G	Vecteur de dimension $(n_g \times 1)$ représente les tensions des générateurs
\underline{V}_L	Vecteur de dimension $(n_L \times 1)$ représente les tensions d'autres noeuds
$\hat{\underline{V}}_L$	Valeurs prédites des tensions des noeuds de non génération.
α, β	Constantes reflétant le type de la charge
Δt	Pas d'intégration

ΔI_R	Mesure de convergence
n	Nomre des barres dans le réseau
n_g	Nombre de noeuds de génération
n_l	Nombre d'autres noeuds (noeuds de nongénération)
n_i	Nombre d'itérations
m	Nombre des multiplications per itération
M	Nombre des multiplications per pas
G	Le gain
τ_u	Le nombre d'entrées non-nulles de la matrice triangulaire haute de $[Y_e]$, avant réorganisation
$\hat{\tau}_u$	Le nombre d'entrées non-nulles de la matrice triangulaire haute de $[Y_e]$, après réorganisation
λ	Constante illustrant la connectivité du système

LISTE DES ACRONYMES

IS	Implicite Simultanée
IP	Implicite Partitionnée
ES	Explicite Simultanée
EP	Explicite Partitionnée
EPRI	Electric Power Research Institute
EMTDC	Electromagnetic Transient Direct Current
EMTP	Electromagnetic Transient Program
WSCC	Western System Coordinating Council
RNA	Réseau de Neurones Artificiels
BPA	Bonneville Power Administration
IREQ	Institut de Recherche d'Hydro-Québec
ST600	Le logiciel d'analyse de stabilité transitoire utilisé par Hydro-Québec
LDU	La méthode de factorisation utilisée pour les matrices creuses
GC	Gradient Conjugué
VDHN	Very Dishonest Newton method
ELISA	Estimateur de Limites de Sécurité Automatisé
FFT	Fast Fourier Transform
VOVS	Variable Order Variable Step algorithm

INTRODUCTION

Le réseau d'énergie électrique est continuellement l'objet de diverses perturbations. Parmi celles-ci l'on relève des perturbations événementielles relatives à des incidents survenus sur le réseau et ceux dus à la charge. Les perturbations événementielles comprennent l'ouverture des générateurs, les courts-circuits d'origine atmosphérique et autres, les variations brusques de grandes charges ou toute combinaison de tels événements. Les perturbations événementielles conduisent habituellement à une modification de la configuration du réseau d'énergie électrique. Les perturbations dues à la charge, par contre, sont de petites fluctuations aléatoires de la demande énergétique. Dans ce dernier cas, la configuration du réseau demeure en général inchangée après la perturbation. Les récentes orientations vers l'utilisation optimale des installations de production et de transmission existantes ont permis de mettre en relief les effets de telles perturbations sur la sécurité des réseaux électriques [Chiang, Chu et Cauley, 1995].

La planification de réseau et la planification de l'exploitation de réseau sont conduites de manière à permettre au dit réseau de faire face et supporter les effets de certains défauts. Le Conseil Nord Américain de Fiabilité Électrique définit la sécurité comme étant la prévention des ouvertures en cascade lorsque le réseau principale est sujet à de sévères perturbations [Chiang, Chu et Cauley, 1995]. Le critère spécifique qui doit être satisfait est fixé par les conseils individuels de fiabilité. Chaque conseil établit les types de perturbations que le réseau peut supporter sans ouvertures en cascades. La perturbation à être supportée par un réseau donné définit le critère au moyen duquel la sécurité du réseau est assurée.

Ainsi donc, l'analyse de la sécurité d'un réseau électrique est liée à sa réponse en régime dynamique ou en régime permanent suite à des perturbations. En analyse de sécurité dynamique, la transition de la condition d'exploitation existante à la nouvelle condition d'exploitation et le fait que pendant le régime transitoire il ne doit pas y avoir des ouvertures en cascade sont des considérations d'intérêt. En analyse de sécurité statique, la transition à une nouvelle condition d'exploitation est supposée satisfaite et l'analyse est beaucoup plus axée sur les contraintes d'exploitation et d'ingénierie (surcharge, surtension, etc.). De nos jours, l'environnement d'exploitation du réseau a contribué à rehausser l'intérêt croissant dans l'évaluation dynamique des réseaux d'énergie électrique. De manière plus explicite, ceci est dû au fait que la plupart des effondrements des réseaux électriques sont causés par des problèmes relatifs aux comportements dynamiques des dits réseaux suite des événements survenus en leur sein [Ewart, 1978].

Assurer la sécurité dynamique du réseau est le problème multi dimensionnel dans lequel les limites thermiques, de stabilité dynamique, de stabilité transitoire, de chute de tension voire de faisabilité d'écoulement sont interpellées. En plus, l'énergie adéquate et une certaine capacité des réserves doivent être disponibles; la réponse en fréquence des régulateurs combinée à la caractéristique de charge devra être telle que la plage des variations de la fréquence soit maintenue dans des limites sécuritaires. Cette tâche est plus compliquée et difficile à réaliser du fait de la tendance mondiale vers le libre accès aux réseaux de transmission [Chiang, Chu et Cauley, 1995] qui motive les prestataires de services à s'évertuer à transiter, plus que jamais imaginé, de plus grandes quantités de puissance à travers les lignes de transmission et autres équipements.

L'analyse de la stabilité transitoire traite de la capacité d'un réseau électrique à atteindre un régime permanent acceptable (point de fonctionnement) suite à une perturbation. Le réseau, dans ces conditions, peut être considéré comme étant dans un processus de changement de configuration en trois phases: de la pré-contingentielle, à la contingentielle, puis à la post-contingentielle. Durant la pré-contingentielle, le réseau est habituellement dans un régime permanent stable. Le défaut survient (i.e. un court-circuit) et le réseau fonctionne alors dans les conditions de défaut avant que celui-ci ne soit éliminé par le dispositif de protection. L'analyse de la stabilité est l'étude qui consiste à savoir si les trajectoires des paramètres d'intérêt convergent vers un régime permanent acceptable après un temps suffisamment long de la période post-contingentielle.

Les problèmes de stabilité transitoire sont devenus une contrainte majeure d'exploitation dans des régions spécifiques d'Amérique du Nord qui dépendent des transferts à longue distance du réseau principal, comme dans le cas de la plupart des régions interconnectées de l'Ouest (Western Interconnection) et Hydro-Québec, et des interfaces entre les grandes alimentations en énergie hydro-électrique au Canada et les régions surchargées au sud, telles que Québec-Ontario/New York et Manitoba/Minnesota [Chiang, Chu et Cauley, 1995]. Les problèmes de stabilité transitoire ont été également posés dans les régions de type péninsulaire qui ne sont pas solidement connectées au reste du réseau électrique comme dans la moitié sud de la Floride. Plusieurs systèmes de production individuelle et des régions locales à faible limites de stabilité transitoire pour certaines perturbations y ont été mis sur pied. Avec l'accroissement remarqué du nombre et du volume des transits sur les réseaux principaux, la tendance actuelle est, pour bien plus de parties des réseaux inter-

connectés, la préoccupation à l'égard des considérations de stabilité transitoire et de stabilité long-terme [Chiang, Chu et Cauley, 1995]. Celles-ci seront progressivement des contraintes incontournables à évaluer en matière de transfert d'énergie à longue distance découlant de la libération (déréglementation) des réseaux de transport d'énergie.

Une importante activité dans la planification et l'exploitation du réseau électrique est de tester la stabilité transitoire ou long-terme de ce dernier par rapport à des perturbations. Les logiciels d'analyse de stabilité transitoire ou long-terme sont en train d'être utilisés par des ingénieurs des services de planification et d'exploitation pour prédire le comportement du réseau suite à diverses perturbations. Dans ces simulations obtenues, le comportement du réseau étudié actuel, ou proposé, est évalué dans le but de déterminer sa stabilité ou ses limites d'exploitation [Marceau, 1993]. D'importantes conclusions et décisions, basées sur les résultats de l'étude de la stabilité, sont ainsi tirées. Il est dès lors important de s'assurer que les résultats d'étude de stabilité sont d'autant plus précise et que la simulation elle-même le plus rapide possible. Dans cette thèse, nous nous préoccupons principalement d'algorithmes de simulations en stabilité transitoire. Les méthodes d'analyse de la stabilité transitoire peuvent être classifiées en deux grandes catégories: les méthodes dites directes et les méthodes d'approche temporelle. Où il est important de noter que, pour de nombreuses raisons valables que nous verrons plus loin, les algorithmes pour les approches temporelles en stabilité transitoire ont tendance à servir à l'étude de la stabilité long-terme pour l'analyse des mécanismes et des limites d'effondrement de tension.

I-1. LES MÉTHODES DIRECTES

L'approche directe d'analyse de la stabilité transitoire utilisant une sorte de fonction énergie a été originalement proposée par Magnusson [Magnusson, 1947] à la fin des années 1940, et poursuivie dans les années 1950 par Aylett [Aylett, 1958] et dans les années 1960 par Gless [Gless, 1966], El-Abiad et Nagappan [El-Abiad et Nagappan, 1966]. Contrairement à l'approche temporelle, les méthodes directes cherchant à déterminer directement la stabilité du réseau à partir des fonctions énergie. Ces méthodes déterminent en principe si oui ou non le système restera stable une fois le défaut éliminé en comparant l'énergie du système (lorsque le défaut est éliminé) à une valeur critique d'énergie. Les méthodes directes non seulement permettent de gagner un temps requis au calcul pas-à-pas que nécessite l'analyse temporelle de la stabilité durant l'étape post-contingentielle, mais donnent également une mesure quantitative de mesure du degré de stabilité du système. Cette information additionnelle rend les méthodes directes très intéressantes surtout lorsque la stabilité relative de différentes installations doit être comparée ou lorsque les limites de stabilité doivent être évaluées rapidement. Les méthodes directes peuvent atteindre ce but [Chiang, Chu et Cauley, 1995], et elles offrent en plus plusieurs avantages clés en réalisant une estimation en temps réel de la stabilité à partir de la configuration existante du réseau et des données d'état estimées en temps réel. Un avantage clé de ces méthodes est leur abilité dans l'évaluation du degré de stabilité (ou d'instabilité). Le second avantage est leur capacité à calculer la sensibilité de la marge de stabilité à divers paramètres du réseau, permettant ainsi un calcul efficient des limites d'exploitation [Chiang, Chu et Cauley, 1995].

Toutefois, une limitation majeure des méthodes directes a été la simplicité des modèles utilisés dans leurs diverses implantations. Une autre limitation est que les méthodes directes ne s'appliquent qu'à la première instabilité et ne donnent de réponse temporelle d'aucune des variables d'état de la période post-contingentielle. En définitive, les méthodes directes sont réputées non pratiques pour l'analyse des grands réseaux avec des modèles complets des machines [Chiang, Chu et Cauley, 1995]; la simulation temporelle demeure encore de nos jours la méthode la plus acceptable pour l'étude de la stabilité d'une interconnexion à grande échelle des générateurs, des ligne de transport d'énergie et des charges. Ce choix se justifie par sa capacité à modéliser les systèmes de contrôle à fonctionné continu ou discret, les caractéristiques non linéaires et plusieurs variétés de contingences. Ces avantages expliquent également la popularité des méthodes temporelles pour l'étude de la stabilité long-terme.

I-2. LES MÉTHODES TEMPORELLES

Trois approches ont été pendant longtemps utilisées pour effectuer des simulations temporelles de divers phénomènes du réseau d'énergie électrique: analogique, numérique et hybride. La technologie de simulation analogique a été introduite pour la première fois vers la fin des années 1920 [Hazen, Schurig et Gardner, 1930], offrant de grandes performances en temps réel mais souffrant parallèlement d'un grand nombre de lacunes, notamment le manque de flexibilité et la nécessité d'une grande enceinte pour abriter le simulateur. Bien plus, les simulateurs sophistiqués sont très coûteux à construire, à manipuler et même à entretenir. En conséquence,

ils appartiennent à un petit nombre d'entreprises et sont principalement utilisés pour l'étude des réseaux de petite et moyenne tailles, bien qu'il soit possible de modéliser de grands réseaux si l'on dispose d'un nombre suffisant de composants du simulateurs [Gagnon, Sood et Belanger, 1994]. La simulation numérique des phénomènes de stabilité transitoire a été introduite dans les années soixante [Dommel, 1969] suivie de celle des phénomènes électromagnétiques à la fin des années soixante. La simulation numérique en particulier utilise des algorithmes numériques exécutés à des fins d'usage général ou plus spécialisés [McLaren et al., 1991; Ooi et al., 1993]. Les simulateurs numériques sont compacts et assez flexibles comparés aux simulateurs analogiques et peuvent modéliser de très grands réseaux; mais l'accroissement de la vitesse de simulation pour obtenir une bonne précision en temps réel des réseaux de taille importante requiert un ordinateur très performant et très coûteux. Les simulateurs hybrides [Gagnon, Sood et Belanger, 1994] combinent les avantages et les inconvénients des deux types de simulateurs précédents.

Jusqu'à très récemment, l'analyse de la stabilité transitoire était effectuée dans les compagnies d'énergie électrique presque exclusivement aux moyens des simulations numériques du comportement du réseau pour des perturbations données [Chiang, Chu et Cauley, 1995]. En examinant le comportement de divers paramètres du réseau, en priorité les tensions, les angles et les fréquences des générateurs et du réseau de transmission, mais aussi les puissances actives et réactives, on peut déterminer si la stabilité a été maintenue ou pas. Cette approche temporelle possède plusieurs avantages: 1) elle est directement applicable à tous les niveaux de détail des modèles de réseau d'énergie électrique, 2) toutes les informations sur les variables d'état pendant le régime transitoire aussi bien que le régime permanent sont dispo-

nibles, 3) les résultats de simulations peuvent directement être interprétés par les utilisateurs, 4) les mécanismes d'instabilité peuvent être examinés en détail. L'inconvénient majeur de cette pratique est qu'elle nécessite un grand nombre d'intégrations numériques durables des systèmes d'équations différentielles et d'équations algébriques, rendant, de ce fait même, difficile l'atteinte d'une performance acceptable dans la simulation en temps réel des grands réseaux. Il est souvent nécessaire en pratique d'effectuer plusieurs études de la stabilité du réseau pour examiner les effets des différents types de défauts à différents sites, des diverses conditions d'exploitation, des différentes topologies du réseau, et des caractéristiques des dispositifs de contrôle. Pour un grand réseau typique, des milliers d'équations différentielles non linéaires et algébriques doivent être résolues. Pour ce faire, des dizaines de minutes sont nécessaires au processeur d'un ordinateur numérique moderne de haute performance tel que le 3090-600E de IBM et les superordinateurs de CRAY. Cette condition de calcul très intense impose des contraintes sévères sur le nombre de cas à étudier. Bien plus encore, l'environnement actuel d'exploitation du réseau incite à l'évaluation de la stabilité transitoire en temps réel au lieu de l'évaluation en temps différé tel qu'effectuée naguère. Cette nouvelle manière de faire donne lieu à des avantages certains. Premièrement, l'on peut opérer avec des marges réduites par un facteur de 10 ou plus si l'évaluation de la sécurité est basée sur la configuration et les conditions d'exploitation du réseau à cet instant là, au lieu d'assumer des conditions de fonctionnement douteuses comme c'est le cas dans les études en temps différé. Un autre avantage de l'analyse en temps réel est que l'analyse peut être réduite aux cas relevant des conditions existantes de fonctionnement, libérant de ce fait une part importante de l'expertise à orienter vers d'autres activités critiques. Ainsi de tout temps, plusieurs recherches se donnent pour objectif de mettre au

point des techniques supérieures de calcul pour l'analyse de la stabilité. Par conséquent, pendant les dernières décennies, un effort intensif a été fait pour accroître la vitesse de simulation de la stabilité transitoire basée sur des méthodes de réduction du réseau, des techniques numériques améliorées de résolution, des ensembles logiciels d'automatisation des processus de recherche de la limite de stabilité, le traitement parallèle et les applications des réseaux neuronaux.

I-3. TECHNIQUE DE RÉDUCTION DU RÉSEAU

Les études de stabilité transitoire requièrent un temps de calcul important à l'ordinateur, spécialement pour les grands réseaux. Cette situation a favorisé la recherche des techniques de résolution rapides. Une possibilité d'accélérer les études de stabilité transitoire est la réduction du système complet en un système plus petit, pouvant être étudié plus rapidement. Cependant, les techniques de réduction donnent des équivalents qui sont en réalité très approximatifs. Ainsi donc, malgré les récents progrès dans la recherche des équivalents, l'utilisateur devra s'en rappeler quand les équivalents sont utilisés. Il convient aussi de noter que les solutions basées sur des techniques de dispersion (système creux) deviennent plus rapides avec la réduction seulement jusqu'à certain point à cause du remplissage déclenché par une procédure de réduction [Tinney et Paterson, 1971]. Une utilisation judicieuse des équivalents peut accélérer l'étude de la stabilité.

I-4. TECHNIQUES AMÉLIORÉES DE RÉOLUTION NUMÉRIQUE

Des améliorations dans les techniques de résolution numérique du problème de stabilité transitoire peuvent être obtenues sans imposer quelques contraintes d'observation que ce soit à l'utilisateur. Plusieurs méthodes ont été proposées, dont: 1) une factorisation triangulaire d'ordre optimal, 2) des techniques spéciales pour réduire le nombre d'itérations dues à la saillance (des pôles) du générateur et aux charges non impédantes, 3) des méthodes très précises d'intégration, 4) une solution matricielle complexe-Y, 5) un pas d'intégration variable et 6) des techniques fréquentielles.

I-4.1 La méthode BPA

Pendant longtemps, les expériences ont été menées à "Bonneville Power Administration (BPA)" dans le but d'obtenir des solutions plus rapides pour les équations du régime permanent aussi bien que pour les équations différentielles qui se trouvent dans les études de stabilité. Dommel [Dommel et Sato, 1972] a mis sur pied deux méthodes en particulier qui réduisent de manière draconienne le temps de résolution sans sacrifier la précision: 1) une résolution efficiente des équations de régime permanent du réseau en utilisant la factorisation triangulaire d'ordre optimal, et des techniques spéciales pour réduire le nombre d'itérations dues à la saillance (des pôles) du générateur et des charges non impédantes, et 2) une résolution des équations différentielles par la règle d'intégration trapézoïdale qui est très rapide et numériquement stable.

L'augmentation de la vitesse de résolution des équations du régime permanent a été effectuée en appliquant les techniques de dispersion et des méthodes requérant moins d'itérations. Le système complet d'équations du régime permanent est résolu à l'aide des techniques bien connus pour les résolutions rapides des écoulements de puissance des problèmes de stabilité [Dommel and Sato, 1972]. L'amélioration dans la résolution des systèmes d'équations linéaires par factorisation triangulaire d'ordre optimal avec le caractère creux de la matrice utilisée [Dommel and Sato, 1972] a déclassé la méthode itérative de Gauss-Seidel (qui utilise la matrice d'admittance) en s'imposant comme un outil puissant, épargnant seulement deux méthodes: a) la méthode itérative qui utilise la matrice d'admittance triangularisée et b) la méthode de Newton-Raphson. Les deux méthodes sont compétitives et peuvent être utilisées pour accélérer des simulations en stabilité transitoire.

L'accélération de la résolution des équations différentielles a été initialement obtenue avec la règle d'intégration trapézoïdale implicite, qui a été utilisée avec succès dans l'analyse des transitoires de manoeuvres au BPA. Cette méthode est numériquement stable et assez précise. Il est à noter que les techniques explicites, incluant la méthode de Runge-Kutta, sont de manière inhérente instables [Dommel et Sato, 1972]. Elles requièrent un pas d'intégration de largeur ajustée à la plus haute fréquence ou à la plus petite constante de temps afin d'assurer une stabilité numérique. Par conséquent, de telles techniques nécessitent également des temps de résolution assez longs. L'implantation de ces deux nouvelles approches dans le programme original du BPA rend la résolution cinq fois plus rapide.

I-4.2 Une solution de matrice-Y-complexe

Bien que l'approche originale de BPA ait accéléré la résolution du problème de stabilité transitoire [Dommel et Sato, 1972], cette méthode présente certaines difficultés de convergence pour les charges non linéaires et les perturbations sévères qui ont nécessité un autre algorithme développé par Vuong [Vuong et Valette, 1985] qui adopte, comme la BPA, l'approche simultanée, la règle d'intégration trapézoïdale et la puissante solution de matrice-Y-complexe. De plus, cette dernière approche propose une représentation de la dynamique des générateurs et une technique de manipulation des charges non linéaires qui offrent de bonnes caractéristiques de convergence. Il s'agit de définir un espace vectoriel à quatre dimensions (matrices 2×2) des admittances généralisées dans le plan complexe, conduisant aux termes \underline{Y}_g qui représentent les générateurs définis en détail à la section 1.5.2 du chapitre 1. Ici, aucune référence explicite n'est nécessaire aux barres d'équilibre ou aux sources d'équivalence puisque la contribution du générateur est totalement représentée par leurs injections de courant. Par comparaison, les générateurs sont présentés dans la matrice du réseau de la méthode BPA par une admittance fictive \underline{Y}_f , indépendante de la complexité du modèle du générateur. \underline{Y}_g introduit dans l'équation du réseau une composante fonction du temps représentant la dynamique des générateurs non pris en compte dans \underline{Y}_f . Lorsque la dynamique des générateurs est négligée, comme dans le modèle classique, \underline{Y}_g est réduit à \underline{Y}_f . En plus, une représentation adéquate des charges dans la matrice d'admittance du réseau a été introduite par cette approche dans le but d'assurer une bonne convergence. La forme générale proposée du modèle de charge offre une bonne représentation pour différents types de charge. Elle ne représente pas une équivalence exacte des charges mais plutôt une quantité

qui reflète le taux de variation de la charge en fonction de la tension. Ces facteurs améliorent sérieusement les caractéristiques de convergence sans surplus particulier de calcul. L'algorithme a été introduit dans le programme de stabilité transitoire de l'IREQ (ST600) depuis 1980. Sa forte convergence a permis de simuler adéquatement des perturbations très sévères du réseau d'Hydro-Québec. Aucun problème de convergence directement lié à l'algorithme n'a été observé à ce jour [Vuong et Valette, 1985].

I-4.3 Pas d'intégration variable

Un autre essai d'accélération de la simulation en stabilité transitoire du réseau d'énergie électrique a été proposé par Kato [Kato et Ikeuchi, 1991], où une méthode d'intégration de pas et d'ordre variables et basée sur les Formules de Différentiation régressive (Variable Order, Variable Step, Backward Differentiation Formulas (VOVS-BDF)) a été introduite pour optimiser à la fois l'ordre et le pas d'intégration dans les analyses de stabilité transitoire; et une nouvelle méthode de recherche pour des points de cassure a été proposée afin d'ajuster les pas d'intégration. Les Formules de Différentiation Régressives (Backward Differentiation Formula) sont une forme générale de la règle d'intégration de Gear [Gear, 1971] du premier au sixième ordres. Le choix des algorithmes d'intégration numérique, des ordres et des pas d'intégration affectent sérieusement le temps de calcul, la précision et la stabilité numérique. La précision est grande lorsque les pas d'intégration sont faibles et les ordres sont élevés. La stabilité numérique est bonne pour des faibles pas d'intégration et des ordres bas. Le temps de calcul est court si le pas d'intégration est grand et

l'ordre bas. Ces exigences contradictoires pour les pas d'intégration et les ordres sont à gérer pour chaque cas pratique. La méthode souple [Alvarado et al., 1983; Marti et Lin, 1989] est un cas spécial de compromis permettant de mieux gérer ces exigences. Selon cette méthode, lorsque la précision numérique est requise, la règle trapézoïdale est sélectionnée; au contraire, lorsque la stabilité numérique est requise, la règle régressive de Euler est choisie. Plus généralement, même lorsque le type d'algorithme d'intégration est fixé (comme Adams-Moulton ou Gear), les pas d'intégration et les ordres sont difficiles à concilier. Cette approche essaie de résoudre le problème en changeant le pas fixe (FS) de la méthode conventionnelle d'intégration numérique en pas et ordre variable (VOVS). Suivant la méthode FS, le pas est déterminé par le terme à constante de temps minimum du système d'intérêt tout au long de la période de calcul. Cette sélection n'est raisonnable parce qu'un petit terme de constant de temps, qui existe pour un temps très court, est dominant pour la sélection du pas de toute la période. Suivant la méthode de VOVS, le pas d'intégration est déterminé par le terme de la constante de temps la plus faible du système et indépendamment de chaque pas de calcul. Même si de petits pas d'intégration sont sélectionnés pour un terme de petites constantes de temps pour certains pas, des pas plus grands sont choisis après que le terme ait varié. Cette méthode VOVS choisit le pas de discrétisation et l'ordre qui maximisent le pas sous un certain critère construit sous une tolérance donnée en essayant d'accroître la vitesse des simulations en stabilité transitoire tout en conservant une grande précision et la stabilité numérique. En effet, l'avantage possible de cette méthode est le rendement en temps de calcul du processeur et la précision de calcul spécialement aux points de cassure.

D'autres techniques visant à maintenir la précision de calcul tout en augmentant la grandeur du pas d'intégration ont été présentées par Johnson [Johnson, Short et Cory, 1988]. Lorsque possible, des approximations pratiques ont été utilisées pour accélérer le calcul en préservant la précision. Par une minutieuse analyse des équations introduisant la non linéarité dans le modèle dynamique du réseau, diverses approximations furent faites conduisant à des solutions plus rapides et de ce fait à une amélioration de vitesse de simulation. La méthode utilisée pour traiter les non linéarités faibles est une application élémentaire de la méthode de continuité [Johnson, Short et Cory, 1988] par laquelle les équations algébriques sont converties en équations différentielles et résolues par intégration numérique. La pertinence de la technique est due à la linéarisation implicite à chaque instant t . La méthode est efficace pour les fonctions non linéaires qui pourraient être difficiles à calculer. Une méthode pour appréhender les discontinuités a été introduite pour améliorer la simulation des bornes en faisant une approximation de premier ordre du point pendant un pas d'intégration où la manoeuvre apparaît. En admettant une variation linéaire de la variable d'état dans des limites fixées, des expressions simples en découlent qui permettent d'estimer le point de manoeuvre. Ceci a amélioré la précision de la solution aux points de discontinuité. Cependant, aux points de discontinuité, le pas d'intégration devra être relativement faible afin d'obtenir des résultats de simulation précis. De plus, augmenter le pas de discrétisation Δt augmentera le nombre d'itérations nécessaires à chaque pas pour résoudre l'équation d'écoulement de puissance du problème de stabilité transitoire; et donc, le gain résultant de ce processus de réduction de temps de simulation n'est pas aussi grand que l'on espérait [Johnson, Short et Cory, 1988].

I-4.4 Méthodes fréquentielles

L'utilisation des techniques fréquentielles dans la simulation des problèmes transitoires du réseau électrique a déjà fait l'objet de plusieurs études [Bedford et al., 1988; Kundert et al., 1986; Marti et al., 1985; Wedepohl, 1989]. Une approche similaire avait été adoptée par Tylavsky [Tylavski et al., 1989] pour simuler les transitoires des systèmes à boucle fermée incluant comme exemple le modèle classique d'une génératrice synchrone. L'algorithme pourrait être vu comme un cas particulièrement simple d'une procédure temporelle de relaxation [Ilic-Spong et al., 1987; Lelarsmee et al., 1982; Sangiovanni-Vincentelli et al., 1985], convertie dans le domaine des fréquences. Par la suite, Crouch [Crouch et al., 1991] proposa une extension de ces méthodes à une version linéarisée du réseau IEEE à 118 barres avec des modèles classiques de générateurs. L'utilisation du domaine des fréquences pour obtenir les solutions du régime permanent des systèmes d'équations différentielles est très documentée; la transformation rapide de Fourier (Fast Fourier Transform: FFT) et les techniques d'équilibrage des harmoniques sont largement utilisées. Les fondements théoriques des techniques fréquentielles pour la résolution du régime permanent des systèmes à boucle fermée sont également très documentés dans la littérature spécialisée [Mees, 1972]. Une analyse similaire pour l'étude des transitoires est présentée par Couch [Couch et al., 1990]. Contrairement aux méthodes temporelles, les techniques fréquentielles sont mieux sollicitées pour élaborer les opérations vectorielles et matricielles qui conduisent aux techniques de traitement parallèle et vectoriel. De plus, les algorithmes dans le domaine des fréquences prouvent du fait de la compression des données, une certaine accélération du calcul. Cependant, même au moment de simuler la réponse des systèmes linéaires, il n'est pas immédiatement

établi que l'utilisation des techniques fréquentielles accélérera globalement la simulation, ceci du fait des coûts que l'on ne rencontre pas dans les simulations sérielles. D'autres types de coût se retrouvent lors de la simulation des systèmes non linéaires dans le domaine fréquentiel. Les résultats obtenus par Crouch [Crouch et al., 1991], à l'aide d'un processeur traditionnel (un ordinateur VAX) et un processeur vectoriel (la superordinateur CRAY), indiquèrent que l'utilisation des algorithmes du domaine fréquentiel sur les machines vectorielles pour solutionner le problème de stabilité transitoire des réseaux électriques donne une performance compétitive, mais non supérieure aux méthodes temporelles classiques.

I-5. MÉCANISATION DU PROCESSUS DE LA RECHERCHE DE LIMITE

Dans l'analyse de la sécurité dynamique des réseaux, la détermination des limites de transit en stabilité transitoire et long-terme est une tâche très importante [Fouad 1988, Balu et al. 1992]. À l'heure actuelle, la détermination des limites de transit se fait en temps différé (off-line) dans les environnements d'exploitation et de planification des réseaux. Cette analyse est traditionnellement accomplie par des experts utilisant des logiciels de répartition de puissance et de stabilité transitoire. Tout récemment, des ensembles logiciels (software frameworks) sont apparus qui aident les planificateurs dans l'automatisation intelligente des si longs et minutieux processus experts critiques à la détermination des limites [Marceau, 1993]. L'intérêt des ensembles logiciels est de "mécaniser" à un niveau élevé les tâches qui interpellent les divers logiciels outils et qui sont normalement effectuées par des experts. Typiquement, de tels ensembles logiciels exécutent des simulations appropriées

d'écoulement de puissance et de stabilité transitoire (c'est-à-dire en utilisant des logiciels de simulation commerciaux), effectuent l'analyse des résultats, identifient et exécutent des modifications d'entrée et répètent cette procédure jusqu'à ce qu'un but, défini par l'utilisateur, tel que la recherche des limites de transit en stabilité transitoire soit atteint.

ELISA (Estimateur de Limites de Sécurité Automatisé), un prototype d'ensemble logiciel (framework) introduit par Marceau [Marceau, 1993] et utilisé par Hydro-Québec, effectue l'analyse de la sécurité dynamique du réseau dans l'environnement de la planification d'exploitation. ELISA automatise les processus, routiniers mais complexes, traditionnellement effectués par des experts. Ces processus sont essentiels à l'analyse de la sécurité dynamique du réseau et leur automatisation accélère remarquablement leur réalisation. Cette expérience a montré que plusieurs bénéfices peuvent être obtenus en utilisant de tels frameworks. Premièrement, ils permettent d'accélérer l'exécution des très longs et durables processus offrant aux planificateurs du réseau des possibilités d'être plus stratégiques dans la réalisation de leurs tâches. Deuxièmement, ces frameworks permettent le choix d'un nombre plus grand des réseaux dégradés à être étudiés explicitement, et donc un plus grand nombre de limites de transit à être obtenues par simulation. Troisièmement, enfin, la possibilité d'étudier bien plus de topologies dégradées réduit l'incertitude et les estimations souvent présentes au moment d'élaborer les stratégies de contrôle de sécurité. Ceci peut conduire à deux résultats apparemment contradictoires: les limites de sécurité moins conservatrices et une plus grande sécurité du réseau.

Le prototype du framework ELISA est connu pour être considérablement flexi-

ble et performant. Dans l'environnement de l'industrie électrique, le prototype permet l'exécution d'études de grandes échelles en une fraction du temps antérieurement requis et permet aux planificateurs d'exploitation de réseau de travailler à un niveau stratégique plus élevé. Dans l'environnement de la recherche, le prototype ELISA s'est montré particulièrement utile dans l'étude et la compréhension des phénomènes du réseau électrique en permettant de simuler un nombre incalculable de ces phénomènes en un temps relativement court, la cheminement critique qui est l'analyse par un expert des simulations individuelles ayant été courtourné [Marceau et al., 1996].

I-6. TRAITEMENT PARALLÈLE

Une autre approche, basée sur l'utilisation de plusieurs ordinateurs fonctionnant tous en parallèle, a été récemment mise sur pied pour réaliser des simulations du en temps temps réel réseau électrique. Les importantes exigences de calcul sont obtenues par l'usage d'un grand nombre d'ordinateurs opérant simultanément. L'application du traitement parallèle à l'analyse du réseau électrique est motivée plus par l'intention d'effectuer des simulations accélérées que par la structure du problème à solutionner. La simulation dynamique d'analyse de la stabilité transitoire est l'une des applications les plus voraces en temps de calcul (temps CPU) du réseau d'énergie électrique. Des études pratiques de planification nécessiteraient, pour une machine conventionnelle, plusieurs heures de calcul. La prise en compte des considérations de stabilité transitoire pour l'évaluation de la sécurité transitoire en temps réel est présentement très limitée par, entre autres, des difficultés d'obtenir des per-

formances acceptables en temps de calcul.

Le traitement parallèle est une forme de traitement de l'information dans laquelle plusieurs processeurs, mis ensemble, avec un système de communication interprocesseur, coopèrent dans la résolution du problème posé. La facilité d'accès au matériel et aux logiciels de traitement parallèle présente une opportunité et un défi à l'application de cette innovation technologique dans la résolution des problèmes des réseaux électriques. Une accélération significative de la simulation par le traitement parallèle, en plus de la précision et autres avantages habituels, pourrait permettre l'analyse en temps réel de la stabilité transitoire du réseau électrique, domaine de recherche particulièrement sollicité. Dans la dernière décade, le traitement parallèle a été utilisé pour accélérer les simulations en analyse de stabilité transitoire. Une littérature pertinente sur ce sujet est abordée dans [Tylavsky et al., 1992]. Diverses implémentations du traitement parallèle sont fournies dans la littérature, et sont principalement classées en deux catégories: l'approche du traitement parallèle dans l'espace (spatial) et l'approche du traitement parallèle dans le temps (temporel). Les algorithmes de traitement parallèle spatial sont des méthodes pas à pas basées sur le partitionnement du système original en plusieurs sous-systèmes répartis aux différents processeurs [Brasch et al., 1981; Crow et al., 1990; Decker et al., 1992; Ilic-Spong et al., 1987; Lee et al., 1989]. Les algorithmes de traitement parallèle temporel sont basés sur la résolution simultanée de plusieurs pas d'intégration par différents processeurs [Chai et al., 1991; LaScala et al., 1994].

Divers algorithmes de traitement parallèle pour le calcul de la stabilité transitoire ont été développés mais seuls quelques-uns ont été réellement testés sur des

ordinateurs en parallèle. L'algorithme développé par Lee [Lee et al., 1989], fondé sur la méthode de Runge-Kutta, est une approche parallèle spatiale typique, qui redistribue la résolution des équations non linéaires à chaque pas d'intégration aux divers multiprocesseurs. L'approche du traitement parallèle temporel qui résout le système à pas d'intégration multiple simultanément, a été proposée par Alvarado [Alvarado, 1979]. Très récemment, des méthodes non traditionnelles telles que la méthode de relaxation de la forme d'onde (Waveform Relaxation Method; WRM) [Ilic-Spong et al., 1987], la technique d'itération multi-grille (Multigrid Nested Iteration Technique) [LaScala et al., 1989], la méthode de Gauss-Jacobi-Block-Newton [LaScala et al., 1990] ont été appliquées pour explorer les possibilités d'un parallélisme spatial et temporel (simultanément). Par suite, une implémentation à structure creuse de [Lee et al., 1989] a été réalisée sur un système de 32 processeurs pour obtenir une accélération d'environ quatre fois la vitesse initiale.

Vu l'importance du problème de la recherche de limites dans l'exploitation du réseau électrique [Fouad, 1988; Balu et al., 1992; Marceau, 1993] et compte tenu de la tendance vers les stations de travail interconnectées de l'environnement utilitaire, un moyen économique, simple et puissant de traitement parallèle de haut niveau et basé sur une approche de un-processeur-une simulation (i.e. une simulation par processeur) a été développée par Marceau [Marceau, Sirandi, Soumare et Do, 1996]. Bien qu'un seul processeur résolve une seule simulation à chaque itération donnée du processus de la recherche de limites, un grand nombre de telles simulations, mises au point en parallèle sur des processeurs séparés a une influence significative sur la performance de la recherche de la limite.

Le problème numérique fondamental dans toutes les méthodes de simulation dynamique est la résolution d'un ensemble d'équations linéaires algébriques. Les méthodes directes, notamment la méthode de factorisation LU, ont été les plus sollicitées et utilisées dans les ordinateurs conventionnels. Par rapport aux ordinateurs en fonctionnement parallèle, la supériorité présumée de la performance des méthodes directes n'est plus garantie. Dans plusieurs autres domaines de science et d'ingénierie, l'implémentation en traitement parallèle des méthodes itératives s'est avérée de performance supérieure. Parmi les méthodes itératives les plus réussies que l'on retrouve, sont celles qui appartiennent à la catégorie des méthodes du Gradient Conjugué (GC). Cette classe de méthodes est aussi pratique pour le traitement des vecteurs. Decker et al. [Decker, Falacao et Kaszkurewicz, 1996] utilisèrent les méthodes du Gradient Conjugué pour la simulation dynamique du réseau électrique sur des ordinateurs en parallèle. Ils décrivirent et comparèrent trois méthodes de résolution parallèle du problème de simulation dynamique. Deux de ces méthodes s'appuient sur les concepts de parallélisation spatiale et la troisième utilise l'idée de parallélisation spatiale et temporelle. Dans toutes ces méthodes, les équations linéaires algébriques sont résolues avec différentes versions des méthodes du Gradient Conjugué (GC). Les résultats expérimentaux, obtenus sur une machine parallèle commercialement disponible et appliqués à un réseau réel, ont montré une réduction considérable dans le temps de calcul. Les méthodes de Gradient Conjugué présentent une robustesse adéquate, une précision et une vitesse de calcul qui font d'elles des alternatives aux méthodes directes de simulation dynamique du réseau.

Un degré élevé de parallélisme dans un algorithme est très important dans la

réussite de l'application sur des ordinateurs en parallèle. Cependant, essayer d'atteindre un haut niveau de parallélisme et garder un degré important de convergence sont deux phénomènes conflictuels. Aux extrêmes, la méthode complète de Newton a la convergence la plus rapide mais avec le parallélisme le plus faible; alors que le point Jacobi est le plus lent à la convergence, mais avec le plus haut degré de parallélisme. Il a été montré dans [Saleh et al., 1989; Newton, 1979] que l'algorithme successif sur-relaxé (SOR) de Newton atteint un haut degré de parallélisme exploitable et une taux de convergence élevé en associant les avantages des méthodes de Newton et de Jacobi. Dans la référence [Chai et al., 1991], l'algorithme SOR-Newton et le dit "très déshonorant" algorithme de Newton (VDHN), dans lequel le Jacobien est maintenu constant sur plusieurs pas d'intégration, sont appliqués dans l'analyse de la stabilité transitoire autant sur un système multiprocesseur de machines à mémoire commune (le FX/8 de Aliant) que sur un système de machines à mémoires locales (iPSC/2).

Dans ce dernier travail, la comparaison des accélérations de la méthode parallèle VDHN à la fois sur le système à mémoire commune et sur le système à mémoires locales a montré que l'accélération augmente avec le nombre de processeurs utilisés, mais commence à saturer à plus de huit processeurs. Si nous définissons le rendement comme étant l'accélération obtenue divisée par le nombre de processeurs utilisés, on constate que seulement un rendement de 50% pour 8 processeurs est atteint. Pour 32 processeurs, ce rendement chute à moins de 20% [Chai et al., 1991]. En fait, L'algorithme VDHN requiert des échanges fréquents de données variables après chaque itération et, comme les factorisations LU, des calculs séquentiels. Cette difficulté (les échanges de données et le calcul séquentiel) constitue un inconvénient qui

réduit le taux d'accélération en occupant une part significative du temps total de résolution au fur et à mesure que la nombre de processeurs augmente. Il a été également constaté que l'accélération obtenue avec le système à mémoire commune est plus faible que celle dérivant du système à mémoires locales. La saturation est également vite atteinte avec le système à mémoire commune. Ceci est dû au fait que dans de telles machines le compilateur ne peut reconnaître et exécuter simultanément des boucles concurrentes, en partie à cause de la façon dont les modèles creux ont été codés et implémentés. Cette partie de calcul séquentiel réduit l'accélération, et quelque peu détériorer l'avantage relatif des communications interprocesseurs rapides des tels systèmes.

Les résultats mentionnés ci-dessus ont été obtenus pour la parallélisation [Marceau, 1993]. des équations seulement (c-à-dire dans l'espace). Au fur et à mesure que le nombre de processeurs augmente, la parallélisation temporelle offre de meilleurs rendements malgré le nombre plus important d'itérations requises. La vitesse de simulation augmente avec le grandeur de la fenêtre, mais elle plafonne à 0.16 sec (en 8 pas d'intégration). Si plus de processeurs sont utilisés pour paralléliser dans l'espace, le nombre des itérations décroît mais la communication à chaque itération croît. Si plus de processeurs sont utilisés pour paralléliser dans le temps, la communication baisse, mais le nombre des itérations augmente (dans une fenêtre). Ainsi, pour un nombre N donné de processeurs, il existe une parallélisation optimale dans l'espace et dans le temps qui maximise la vitesse de la simulation. En plus, il a été constaté que les grands réseaux électriques sont plus adaptés au traitement parallèle que les plus petits. La difficulté due à la distribution asymétrique des tâches aux divers processeurs peut être considérablement réduite pour un grand

réseau. En outre, le temps de communication nécessaire prend une proportion relativement faible du temps total de calcul. Ces caractéristiques font du traitement parallèle une technique spécialement appropriée pour la simulation des grands réseaux d'énergie électrique.

Chai [Chai et al., 1991] a également montré que pour la méthode SOR-Newton, il y a une différence assez nette entre les accélérations de deux types d'ordinateurs en parallèle; de plus celle-ci augmente avec le nombre de processeurs. Par exemple, avec 8 processeurs, un rendement de 93% est obtenu sur un système à mémoire commune; mais sur un système de machines à mémoires locales, ce rendement est de 40%. Du moment où le problème du calcul séquentiel ne se pose pas à la méthode SOR-Newton (comme les substitutions avant et arrière de la méthode VDHN), la différence est principalement causée par le problème de communication. Ici, l'accélération sur les ordinateurs à mémoire locale tend à saturer bien plus rapidement avec le nombre croissant de processeurs. Toutefois, pour la mémoire commune, la saturation de l'accélération n'est pas remarquable jusqu'à 8 processeurs, mais un rendement de 50% est obtenu avec 24 processeurs.

Pendant ces dernières années, des environnements distribués constitués de concentrations de réseaux de stations de travail ont été largement utilisés pour résoudre des grands problèmes numériques pertinents qui étaient exclusivement réservés aux superordinateurs extrêmement puissants. Le succès du "calcul en groupe" est essentiellement dû à l'accroissement continu de la puissance des stations de travail. Bien plus, le développement des réseaux à grande vitesse, capables de supporter plus de Gbit/s, a drastiquement réduit l'écart de performance entre un

réseau d'interconnexion dans une machine parallèle et un réseau de communication dans un système distribué [Hariri and Varma, 1990]. Le calcul distribué est plus économique par rapport au traitement parallèle traditionnel permettant ainsi d'obtenir à moindre prix la puissance de traitement des superordinateurs. L'hétérogénéité et la portabilité sont les objectifs premiers des systèmes distribués actuellement développés et des environnements de programmation. L'hétérogénéité permet de connecter différents calculateurs dans un espace de calcul parallèle virtuel simple. Ces caractéristiques importantes peuvent être obtenues au moyen des environnements récemment développés tels que la Machine Virtuelle Parallèle (PVM) de Oak Ridge National Laboratory et Emory University [Sunderam, 1990; Geist et Sunderam, 1992].

Dans le but d'explorer la faisabilité d'une étude de la stabilité transitoire en temps réel sur des architectures distribuées, Aloisio [Aloisio et al., 1997] a testé la décomposition en domaine et la décomposition fonctionnelle sur un groupe homogène de huit "DEC ALPHA" et sur une machine IBM SP2. La décomposition fonctionnelle consiste à résoudre une seule contingence sur différents processeurs, requérant généralement la modification d'algorithme séquentiel. Pour tester la décomposition fonctionnelle, l'algorithme décalé de Picard (Shifted Picard algorithm; SP) précédemment implémenté pour un environnement de traitement parallèle, a été modifié pour fonctionner sous PVM. D'autre part, la décomposition en domaine consiste plutôt à exécuter différentes contingences sur différents processeurs. Pour tester la décomposition en domaine, l'algorithme de Newton (VDHN), qui est l'un des algorithmes séquentiels les plus rapides, a été utilisé.

La performance de ces approches a été évaluée à travers des simulations temporelles sur un réseau de taille raisonnable comprenant 2583 barres et 511 générateurs. De faibles performances ont été obtenues avec la décomposition fonctionnelle et l'algorithme décalé de Picard; il a été conclu que les patterns régulières et symétriques de la communication attachés aux algorithmes des faibles synchronisme sont les principales sources des imperfections des environnements groupés utilisés. La décomposition en domaine et l'algorithme VDHN donnèrent de meilleurs résultats; une analyse de contingence plus rapide a été effectuée lors de la résolution des dizaines d'études de stabilité transitoire sur un IBM SP2 à 8 noeuds et sur le groupe de DEC-ALPHA.

En considérant la structure du problème de stabilité transitoire, il existe deux architectures parallèles fondamentales: celle qui exploite le parallélisme au niveau des instructions (i.e. processeurs à pipelines et processeurs vectoriels) et celle qui utilise le parallélisme au niveau des tâches (i.e. au moyen de processeurs multiples) [Happ et al. 1979]. Le parallélisme au niveau de l'instruction a été appliqué avec succès à des classes de problème particulières, telles le calcul matriciel. Cependant, les équations typiques des réseaux électriques sont par leur nature peu dense (éparse) et limitent par conséquent les bénéfices des processeurs vectoriels [Happ et al. 1979]. En contrepartie, ces équations possèdent des caractéristiques intrinsèques de parallélisme du fait de la présence de générateurs individuels (séparés) et donc potentiellement adaptables aux systèmes à microprocesseurs multiples. Par conséquent, les réseaux électriques correspondent naturellement à ce type d'architectures. Les calculs de la dynamique des générateurs sont facilement exécutés en parallèle, et le temps d'analyse de la dynamique du réseau dans son ensemble peut être considé-

ablement écourté avec cette approche [Toaka et al. 1992].

Cependant, pour obtenir un gain global de la vitesse, les équations de l'écoulement de puissance doivent aussi être résolues en parallèle. De plus, un réseau de communications à grande vitesse et un arrangement convenable des équations sont nécessaires pour minimiser le temps de communications entre les microprocesseurs. Le problème de communications causé par des conflits de barres ou de mémoire (c'est-à-dire que pour un temps fixé, tous les processeurs essayent d'utiliser le réseau partitionnée) est toujours significatif dans l'application utilisant des ordinateurs en parallèle dans l'analyse du réseau. De plus, la charge devra être minutieusement distribuée entre les ordinateurs en parallèle pour éviter des pertes de temps d'attente (implémentation synchrone). En ajoutant le coût d'un système multi-machines, le gain global de cette approche n'est toujours pas encore bien défini et ce type de simulation devra encore bien être exploré.

I-7. APPLICATIONS DU RÉSEAU DE NEURONES ARTIFICIELS

Une approche complètement différente pour accomplir des simulations rapides de la stabilité transitoire a été introduite par Kandil [Kandil et al., 1995]. Elle est basée sur la technologie des réseaux neuronaux artificiels (RNA) qui trouve ses origines dans certaines propriétés des neurones biologiques. Les RNA comprennent une variété d'architectures d'éléments de processus fortement interconnectés qui offrent une alternative aux approches conventionnelles de calcul. Les RNA réagissent en parallèle à un ensemble d'éléments d'entrée et s'occupent d'avantage de transforma-

tions (input-output mapping) que d'algorithmes et de procédures. Ils peuvent réussir à implanter des transformations d'entrée-sortie complexes sans avoir recours à une programmation explicite et, grâce à l'apprentissage, extraire des relations entre des ensembles de données présentées lors de l'entraînement. Les RNA sont massivement parallèles, alors en principe, ils sont capables de répondre avec une grande vitesse. En outre, la redondance des interconnexions assure une certaine robustesse et une tolérance à l'erreur, et ils peuvent même s'auto-adapter et auto-apprendre [Soucek 1988].

Dans les dernières années, les RNA ont été appliqués dans plusieurs domaines d'analyse des réseaux électriques et des systèmes d'asservissement. Ceci inclut les prévisions des charges [Park et al. 1991], l'évolution de la sécurité statique et dynamique [Sobajic et Pao 1989], la modélisation des charges dynamiques [Nguyen et Bui 1993], les diagnostics de défaut et processus d'alarme [Kandil et al. 1992], en plus de démonstrations significatives des capacités des RNA dans la modélisation et l'identification des systèmes [Narendra et Parthasarathy 1990]. Les applications bénéficient des avantages de cette capacité de transformation (mapping ability) des RNA et de leur caractéristiques intrinsèques de paralléliser les calculs pour atteindre de grandes vitesses de calcul.

Dans [Kandil et al., 1995], ces forces ont été exploitées pour investiguer la faisabilité d'un simulateur de stabilité transitoire au moyen de réseaux neuronaux artificiels. Deux méthodes ont été essayées pour bâtir un tel simulateur. Dans la première méthode, le réseau électrique est décomposé en ses éléments constitutants, chacun d'entre eux étant modélisé par un RNA distinct. Les modules sont indivi-

duellement entraînés et par la suite rassemblés en un seul système intégré capable d'émuler le comportement de la stabilité transitoire. Dans la deuxième méthode, le réseau électrique au complet est modélisé par un seul réseau neuronal afin d'éliminer les erreurs d'interface entre les modules RNA. Les résultats obtenus avec un réseau test de 32 barres incluant des unités hydrauliques et thermiques, des systèmes d'excitation complexes, des stabilisateurs, des compensateurs statiques, et des charges linéaires et non-linéaires ont montré que des simulations de haute précision peuvent être obtenues avec ces deux méthodes. Cependant, Les RNA ont été prouvés d'avoir des limitations pratiques lorsqu'ils sont utilisés pour la simulation en stabilité transitoire. Ces limitations sont:

- a) Un large éventail de points correspondants aux temps passés (temps d'histoire), spécialement pour le module "réseau", est nécessaire pour obtenir de bons résultats de simulation. Ceci augmente considérablement le nombre de neurones requis. Par conséquent, cette approche n'est pas pratique pour les grands réseaux électriques. Le nombre de points correspondants aux temps passés peuvent être réduits (en principe) en utilisant les RNA multi-couches non-linéaires. Cependant, l'apprentissage devient très difficile et l'erreur n'atteint pas une valeur suffisamment petite pour éviter des divergences numériques lorsque les modules sont intégrés.
- b) Le changement de topologies du réseau exige un nouvel entraînement du module RNA correspondant. Donc nous avons pour chaque topologie du réseau électrique (Y_{bus}) un module correspondant de RNA. Puisqu'on peut avoir un nombre infiniment grand de topologies, nous pouvons donc affirmer, comme précédemment, que cette approche n'est pas du tout pratique pour les grands réseaux électriques.

- c) Un changement dans les paramètres de générateur ou son système de commande exige un nouvel entraînement du module RNA. De plus, un nombre extrêmement restreint de points de fonctionnement du générateur (i.e. “dispatching”) peut être considéré dans l’entraînement (i.e. de l’ordre de quelques pourcents). Ceci rend donc impossible la recherche d’une limite de transit de manière générale.
- d) Comme nous l’avons déjà mentionné, dans la première approche, les éléments du réseau électrique sont modélisés et entraînés individuellement. Des erreurs d’interface sont introduites lors de leur intégration. Ces erreurs doivent être les plus petites possibles pour éviter des divergences numériques.
- e) Comparativement à la première approche, la deuxième méthode, où le réseau électrique au complet est modélisé par un seul réseau neuronal afin d’éliminer les erreurs d’interface entre les modules RNA, est moins flexible: l’ajout ou le déstage d’un générateur exige également un nouvel entraînement du RNA.
- f) Pour l’entraînement, un autre logiciel d’étude de la stabilité transitoire, tel ST600, est requis. Ceci ajoute une autre limitation.

La plus grande difficulté dans l’utilisation des réseaux de neurones pour la simulation de la stabilité transitoire provient du fait que les réseaux de neurones ne peuvent qu’approximer les systèmes. Les approximations, nous le savons, sont de nature à causer des problèmes dans les simulations de stabilité transitoire où de faibles erreurs croissent de manière exponentielle et atteignent aussi rapidement l’instabilité numérique. Les logiciels de stabilité transitoire sont normalement exécutés avec un format de double précision pour éviter les instabilités numériques.

Les limitations pratiques des deux méthodes présentées précédemment ont mené au développement d'une troisième approche où les poids de RNA ne sont pas obtenus par apprentissage mais sont plutôt calculés à partir des paramètres du système. Dans ce contexte, la capacité de la transformation (input-output mapping) des réseaux neuronaux n'est pas utilisée explicitement, cependant, leur parallélisme demeure toujours exploité afin d'en arriver à accélérer le calcul de la simulation grâce à l'emploi d'un matériel approprié. La détermination des poids des RNA à partir des paramètres du système exige une analyse mathématique détaillée du système modélisé, ce qui est en contradiction avec le concept même du réseau de neurones artificiels où le RNA apprend à partir des expériences (input-output mapping) sans aucune analyse mathématique du système. De plus, certains poids devront être mis à jour à chaque itération. Pour cela, cette approche ne doit pas être considérée comme une application du réseau de neurone mais plutôt un traitement en parallèle distribué pour les simulations de stabilité transitoire. Cependant, plusieurs avantages peuvent être tirés de cette approche:

- a) Aucun entraînement n'est requis. Il est bien connu que, dans les réseaux neuronaux, l'entraînement est un problème majeur. Cela nécessite un code d'entraînement très élaboré et beaucoup de temps. Au cours de l'entraînement, le problème de convergence peut apparaître (minimum local).
- b) Un changement de topologie est directement pris en compte en affectant les poids correspondant du RNA.
- c) L'ajout ou le déstaging d'un élément du système est facilement réalisable.
- d) Comme dans le cas de la deuxième méthode, la totalité du système est représentée par un seul bloc, ce qui réduit considérablement le nombre de neurones

requis. De fait, avec cette approche, on utilise un nombre optimal de neurones.

- e) Le RNA est partiellement connecté: ce qui réduit le temps de calcul.
- f) L'une des principales caractéristiques des RNA est le parallélisme. Dans cette méthode, cette caractéristique est préservée: ce qui résultera certainement en des vitesses de simulation élevées.
- g) On sait où se trouve les neurones qui requièrent une caractéristique non-linéaire.
- h) On prédit chaque nouvel état du réseau ($t+\Delta t$) sans avoir recours au passé: la structure physique est dans les poids. Ceci réduit considérablement le nombre de neurones.
- i) Il est possible, avec cette approche, de réaliser une recherche de limite de transit.

Des résultats précis de simulation ont été obtenus de cette technique. Comparée aux deux premières approches, cette méthode est plus prometteuse. Elle est plus flexible dans la modification des topologies du système ou pour tout changement apparaissant sur les éléments du réseau. Aucun apprentissage n'est nécessaire alors que le calcul parallèle y est approprié. Cette méthode permet de faire des simulations de grande vitesse. Cependant, plusieurs investigations sont encore à faire sur cette méthode. Son utilisation pratique et son implantation comme simulateur de réseaux électriques nécessitent quelques aménagements. En plus, bien qu'un temps de simulation extrêmement court puisse être envisagé dans l'implantation de ce concept, le gain escompté dans la vitesse de calcul devra être bien quantifié. Si cette méthode peut montrer qu'elle possède de nombreux avantages comparée au métho-

des traditionnelles de simulation de stabilité transitoire, alors un programme complet et bien organisé capable d'extraire les poids du RNA des paramètres du réseau est nécessaire. Le concept de cette approche est présenté avec tous les détails en l'Annexe C.

I-8. CONTENU DE LA PRÉSENTE THÈSE

Malgré l'effort intense fait pour accroître la vitesse des simulations en stabilité transitoire, l'analyse de la sécurité dynamique se fait toujours hors ligne où il serait pourtant très intéressant de ramener l'étude dans un environnement en ligne du système. Une simulation de stabilité transitoire de grande vitesse, en temps réel ou de préférence plus rapide qu'en temps réel est donc fortement nécessaire à ce moment. Mieux encore, le compactage et la flexibilité sont des considérations nécessaires dans la modélisation des grands réseaux et dans l'élaboration de la simulation de plusieurs phénomènes de réseau électrique. En effet, il existe toujours une motivation considérable de rechercher de manière permanente une méthode supérieure de calcul pour l'analyse de la stabilité.

Dans cette thèse, deux nouveaux algorithmes de simulation de stabilité transitoires sont proposés. Utilisant l'approche simultanée implicite, les deux algorithmes sont basés sur la réduction du système résultant en moins d'opérations arithmétiques qui, conséquemment, augmentent la vitesse des simulations de stabilité transitoire. Dans la première méthode, le système réduit équivalent est dense et ne peut être applicable pour des techniques creuses normalement utilisées dans les réseaux élec-

triques, bien que de telles méthodes associées en traitement parallèle pourraient vraisemblablement améliorer la vitesse de résolution. Cependant, dans la deuxième approche, le caractère creux est préservé permettant ainsi l'utilisation des techniques traditionnelles de calcul de matrices creuses.

Le problème de stabilité transitoire nécessite la résolution d'équation différentielles représentant les dynamiques des machines rotatives et les équations algébriques représentant le réseau connecté et les charges. Cet ensemble d'équations possède diverses nonlinéarités et une certaine méthode numérique est habituellement utilisé pour l'obtention d'une solution pas-à-pas. Chaque machine peut être représentée par deux à vingt équations différentielles; un réseau de 2000 barres avec 300 machines nécessitera pour le représenter 3000 équations différentielles et 4000 équations algébriques. De façon structurale, les équations différentielles peuvent être vues comme un bloc diagonal (un bloc par machine) et les équations algébriques éparses (creuses) comme alimentant l'interconnexion entre les blocs de machines.

Bien que plusieurs méthodes de base puissent être utilisées pour la résolution du problème de stabilité transitoire dans les réseaux électriques au moyen d'analyse numérique, l'approche simultanée implicite (SI) est préférée dans les programmes de simulation de stabilité transitoire. Elle consiste à transformer toutes les équations différentielles du système en équations algébriques utilisant la méthode d'intégration trapézoïdale et à former par la suite un système d'équations purement algébrique qui doit être résolu simultanément à chaque pas d'intégration par une méthode numérique itérative. Comparée à d'autres algorithmes, l'approche SI offre une bonne convergence, une meilleure précision (la méthode élimine les erreurs

d'interfaçage) et une meilleure stabilité (due à la méthode d'intégration trapézoïdale).

En utilisant les nouvelles méthodes proposées, qui sont basées sur l'approche SI, le système algébrique à résoudre itérativement à chaque pas d'intégration pendant la simulation de la stabilité transitoire est considérablement réduit résultant en moins d'opérations arithmétiques et conséquemment augmentant la vitesse des simulations de stabilité transitoire. Les techniques de réduction des systèmes dans les simulations en stabilité transitoire ont été connues seulement dans le cas des charges linéaires qui sont traitées comme des admittances constantes ajoutées à la diagonale de la matrice d'admittance du réseau. Cependant, avec les algorithmes proposés, l'approche du système réduit équivalent est étendue aux cas où différents types de charges nonlinéaires sont utilisées. Les nouvelles techniques ainsi proposées sont prouvées d'être efficaces et précises dans les simulations pour différents types de charges nonlinéaires et différentes valeurs de pas d'intégration, comparées aux résultats obtenus par ST600, le programme commercial de stabilité transitoire développé et utilisé par Hydro-Québec.

Les résultats de simulation obtenus sur le réseau d'essai à 9 barres du Conseil de Coordination du Système de l'Ouest (WSCC), avec des modèles complexes de machine, différents types de charges nonlinéaires, et différentes valeurs de pas d'intégration (Δt) ont montré que les deux techniques proposées sont précises et sont capables de donner de bonnes qualités de simulation comparées à ST600. Le nombre estimé d'opération arithmétiques par itération est utilisée pour quantifier le gain et les avantages de ces deux approches proposées. Comparés à d'autres algorithmes

traditionnels existants, le temps de simulation envisagé est considérablement réduit. Il est important de mentionner ici que les deux algorithmes présentés dans cette thèse n'ont aucun conflit fonctionnels avec plusieurs autres techniques existantes. En effet, ces dernières peuvent être associées aux méthodes proposées dans l'intérêt d'accroître la vitesse des simulations en stabilité transitoire et ainsi ramener ces études un pas plus proche à l'environnement du temps réel.

Dans le chapitre 1, nous introduisons la théorie du problème de stabilité transitoire. Plusieurs techniques de solution sont abordées dans ce chapitre; en particulier, l'approche simultanée implicite pour la résolution des équations du système est expliquée ici en détail. Dans le Chapitre 2, l'approche simultanée implicite dans la résolution du problème de stabilité transitoire est exposée clairement. Le calcul des matrices du système en même temps que la technique de résolution pas-à-pas sont présentés également dans ce chapitre. De plus, ce chapitre, illustre clairement un exemple d'application de l'approche simultanée implicite dans la simulation du réseau d'essai à 9 barres du Conseil de Coordination du Système de l'Ouest (WSCC). Les résultats de simulation obtenus (avec *Matlab*) sont comparés à ceux tirés de ST600, le logiciel d'analyse de stabilité transitoire développé et utilisé par Hydro-Québec.

Dans les chapitres 3 et 4, les deux nouveaux algorithmes de simulation en stabilité transitoire sont présentés. Les résultats de simulation utilisant les modèles complexes des machines, différents types de charges nonlinéaires et différentes valeurs de pas d'intégration (Δt) sont ici illustrés et comparés à ceux de ST600. Dans ces derniers chapitres, nous évaluons les gains des méthodes proposées comparés à ceux

qui existent et nous tirons les avantages qui en découlent. Enfin, une conclusion générale de cette thèse et quelques recommandations d'intérêt pour des recherches futures clôturent ce travail.

I-9. LES CONTRIBUTIONS DE CETTE THÈSE

Les lignes suivantes constituent les résultats essentiels des recherches présentées dans cette thèse qui aux meilleures des connaissances de l'auteur définissent clairement les contributions originales à la simulation de la stabilité transitoire des réseaux électriques.

1. Deux nouveaux algorithmes de simulation de stabilité transitoire basés sur la réduction du système sont introduits. En effet, le système des équations algébriques représentant le problème d'écoulement de puissance dans l'étude de la stabilité transitoire est considérablement réduit. Comme résultat, le nombre d'opérations arithmétiques nécessaires à chaque pas d'intégration pour résoudre ce système est considérablement réduit:
 - a) Dans la première méthode, le système réduit équivalent est dense et ne peut être applicable aux techniques creuses utilisées dans les réseaux bien que de telles méthodes puissent vraisemblablement améliorer la vitesse de résolution au moyen du traitement parallèle où la supériorité présumée des performances des techniques creuses comme la factorisation LU, n'est pas garantie. Un système dense et réduit a été connu seulement pour les cas des charges linéaires qui sont considérées comme des

admittances constantes ajoutées à la diagonale de la matrice d'admittances du réseau. Cependant, avec l'algorithme proposé, l'approche du système réduit équivalent est étendue aux cas où différents types des charges non linéaires sont utilisées.

- b) Dans la seconde approche, le système réduit est creux, permettant ainsi l'utilisation des techniques traditionnelles appliquées aux matrices creuses. Les méthodes directes comme la factorisation LU ont pendant longtemps été sollicitées pour ces applications sur les ordinateurs conventionnels. Avec cette nouvelle approche, le caractère creux du système est préservée; les avantages de l'utilisation des techniques creuses peuvent être toujours obtenus même quand le système à résoudre est considérablement réduit.
2. La méthode la plus compliquée (mais la plus précise) dans la résolution du problème de stabilité transitoire, l'approche simultanée implicite (SI) est présentée en détail. Aux meilleur de notre connaissance, aucune littérature n'a encore présenté le sujet avec ces détails où la théorie est premièrement introduite, et ensuite, les matrices du système sont calculées et la technique de résolution est expliquée pas-à-pas utilisant un réseau d'essai tel celui à 9 barres du Conseil de Coordination de l'Ouest (WSCC) avec des modèles détaillés des générateurs, des systèmes d'excitation, des stabilisateurs de réseau, des turbines, et des charges non linéaires. En effet, les chapitres 1 et 2, de cette thèse constituent à ce sujet un outil pédagogique de qualité. Des exemples détaillés d'utilisation de cette méthode sont offerts au Chapitre 2 et aux annexes D à G.

I-10. AUTRE CONTRIBUTIONS RELATIVES

En plus, d'autres contributions ont été faites pendant ce travail de recherche mais n'ont pas été présentées dans cette thèse:

3. La faisabilité de construire un simulateur de stabilité transitoire basée sur les réseaux de neurones artificiels a été investiguée. Deux méthodes ont été essayées pour bâtir un tel simulateur. Dans la première méthode, le réseau électrique est décomposé en ses éléments constitutants, chacun d'entre eux étant modélisé par un RNA distinct. Les modules sont individuellement entraînés et par la suite rassemblés en un seul système intégré capable d'émuler le comportement de la stabilité transitoire. Dans la deuxième méthode, le réseau électrique au complet est modélisé par un seul réseau neuronal afin d'éliminer les erreurs d'interface entre les modules RNA. Les résultats obtenus avec un réseau test de 32 barres incluant des unités hydrauliques et thermiques, des systèmes d'excitation complexes, des stabilisateurs, des compensateurs statiques, et des charges linéaires et non linéaires ont montré que des simulations de haute précision peuvent être obtenues avec ces deux méthodes. Cependant, les RNA ont été prouvés d'avoir des limitations pratiques lorsqu'ils sont utilisés pour la simulation en stabilité transitoire et en particulier lorsque l'objectif visé est la détermination des limites de sécurité. Les deux méthodes, leurs avantages et leurs limites sont présentés dans [Kandil et al., 1995] et en l'annexe B.
4. Une autre nouvelle approche pour la simulation de la stabilité transitoire basée sur le traitement parallèle distribué a été également développée. Les

limitations pratiques des deux méthodes présentées précédemment ont mené au développement d'une troisième approche où les poids de RNA ne sont pas obtenus par apprentissage mais sont plutôt calculés à partir des paramètres du système. Dans ce contexte, la capacité de la transformation (input-output mapping) des réseaux neuronaux n'est pas utilisée explicitement, cependant, leur parallélisme demeure toujours exploité afin d'en arriver à accélérer le calcul de la simulation grâce à l'emploi d'un matériel approprié. Des résultats précis de simulation ont été obtenus de cette technique. Comparée aux deux premières approches, cette méthode est plus prometteuse. Elle est plus flexible dans la modification des topologies du système ou pour tout changement apparaissant sur les éléments du réseau. Aucun apprentissage n'est nécessaire alors que le calcul parallèle y est approprié. Cette méthode permet de faire en principe des simulations de grande vitesse. Cependant, plusieurs recherches sont encore à faire sur cette méthode. Son utilisation pratique et son implantation comme simulateur de réseau électrique nécessitent quelques aménagements. En plus, bien qu'un temps de simulation extrêmement court puisse être envisagé dans l'implantation de ce concept, le gain escompté dans la vitesse de calcul devra être bien quantifié. Le concept de cette approche est présenté avec tous les détails en l'annexe C.

CHAPITRE 1

STABILITÉ TRANSITOIRE

1.1 INTRODUCTION

La stabilité transitoire d'un réseau électrique est sa capacité de maintenir le synchronisme lorsqu'il est soumis à une grande perturbation telle qu'un défaut sur les équipements de transmission, la perte d'une machine génératrice, la perte d'une forte charge, la perte de ligne(s) de transmission ou une combinaison de ces différents phénomènes [Kundur, 1994]. La réponse du système (réseau) soumis à de telles perturbations peut provoquer de grandes dispersions de l'angle interne des générateurs, ainsi que des écoulements de puissance, des tensions, des angles et des fréquences aux barres, et d'autres variables encore [Kundur, 1994]. La stabilité du réseau est influencée par ses caractéristiques nonlinéaires, par sa topologie à chaque instant donné, et également par la distribution particulière de la puissance à travers toutes ses branches. Si l'écart résultant entre les angles internes des machines reste borné, le synchronisme du système est maintenu [Kundur, 1994]. La perte du synchronisme due à l'instabilité transitoire survient très souvent quelques secondes après la perturbation initiale. Même sur des systèmes possédant des équipements de contrôle sophistiqués, le temps mis pour observer la perte de synchronisme après l'instabilité est de l'ordre de 10 secondes [Anderson et Fouad, 1977].

De nos jours encore, la méthode pratique d'analyse de la stabilité transitoire la plus disponible est la simulation temporelle où les équations différentielles nonlinéaires sont résolues pas-à-pas. Dans le cas typique d'un grand réseau électrique, des centaines (et dans certains cas, des milliers) d'équations différentielles et algébriques doivent être résolues à chaque pas d'intégration [Chiang, Chu & Cauley 1995]. Une simulation sur un interval de temps de quelques secondes demande pour un ordinateur numérique moderne plusieurs dizaines de minutes. De plus, un effort considérable dans l'analyse théorique du problème est essentiel avant tout développement d'un logiciel d'analyse transitoire qui devra être à la fois flexible, robuste et précis.

Dans ce chapitre, est introduite la théorie du problème de la stabilité transitoire; différentes techniques de solution y sont discutées et l'approche simultanée et implicite de résolution du système d'équations y est également expliquée en détail.

1.2 ALGORITHMES UTILISÉS DANS LES SIMULATIONS DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE

Deux décisions majeures doivent être prises dans la conception d'un logiciel d'analyse de la stabilité transitoire. Une méthode intermédiaire permettant de combiner les différents groupes d'équations du système (réseau) doit être choisie; un algorithme d'intégration approprié doit être sélectionné [EPRI, 1977]. Examinons ce que signifie les deux cas.

a) Méthodes intermédiaires

La méthode intermédiaire est une stratégie particulière d'interfaçage permettant de coupler les équations (différentielles) des machines (générateurs) et celles (algébriques) du réseau. Deux approches sont possibles: la solution simultanée ou la solution partitionnée [EPRI, 1977]. La première nécessite la résolution simultanée des équations de toutes les composantes du réseau et la seconde consiste à résoudre séparément le système d'équations pour chaque générateur et ensuite mettre ensemble les résultats obtenus avec les équations du réseau.

b) Algorithmes d'intégration

Suivant les méthodes d'intégration utilisées, on distingue plusieurs algorithmes qui peuvent être classés soit comme méthodes implicites soit comme méthodes explicites. Les méthodes implicites tirent leur nom du fait que les fonctions utilisées pour déterminer la quantité inconnue dépendent implicitement de cette quantité. Les stratégies numériques pour résoudre de telles équations nécessitent alors des méthodes prédictor-correcteur ou itératives [EPRI, 1977]. Dans le cas des méthodes explicites, la quantité inconnue est exprimée simplement comme fonction des quantités préalablement connues. Dans le but de comparer les deux approches, considérons l'équation différentielle suivante:

$$\dot{X} = f(X) \quad (1-1)$$

avec une valeur initiale

$$X(t_0) = X_0$$

La solution de (1-1), X_I , à l'instant $t_I = t_0 + \Delta t$, peut être obtenue en utilisant la technique d'intégration trapézoïdale (méthode implicite):

$$X_I = X_0 + \frac{\Delta t}{2} [f(X_0) + f(X_I)] \quad (1-2)$$

où en utilisant la méthode d'intégration de Runge-Kutta (méthode explicite)

$$X_I = X_0 + \frac{1}{6} (K_1 + 2K_2 + 2K_3 + K_4) \quad (1-3)$$

où K_1, K_2, K_3 et K_4 sont des fonctions de X_0, t_0 et Δt et qui sont préalablement connues.

La technique trapézoïdale, équation (1-2) est une méthode implicite puisque X_I apparaît dans les deux membres de l'équation: dans ce cas une méthode itérative doit être utilisée. Par ailleurs, la méthode Runge-Kutta, équation (1-3), est dite explicite puisqu'elle définit X_I en fonction seulement des valeurs préalablement déterminées.

En considérant les deux méthodes intermédiaires ou interfaces (méthodes simultanées et partitionnées) et les deux classes d'intégration (implicite et explicite), quatre méthodes de base peuvent être utilisées pour résoudre le problème de stabilité transitoire à partir des techniques d'analyse numériques [EPRI, 1977]: 1) l'approche implicite simultanée, IS; 2) l'approche explicite simultanée, ES; 3) l'approche implicite partitionnée, IP; and 4) l'approche explicite partitionnée, EP. Ces différentes options sont résumées dans le tableau 1.1.

Toutes ces 4 méthodes sont des stratégies potentielles dans le développement d'un programme d'analyse de la stabilité transitoire. Par ailleurs, pour plusieurs rai-

Tableau 1.1 Différentes approches fondamentales dans l'analyse de la stabilité transitoire d'un réseau électrique [EPRI, 1977].

Méthode d'interface Algorithme d'intégration	SIMULTANÉE	PARTITIONNÉE
IMPLICITE	IS	IP
EXPLICITE	ES	EP

sons, les algorithmes utilisés de nos jours sous forme de logiciel commercial sont de type IS ou EP. Ceci est bien expliqué comme suit: l'approche à interface partitionnée consiste à respecter la partition naturelle des deux types d'équations et à faire alterner leurs solutions: les équations du réseau doivent satisfaire les contraintes électriques et celles des machines doivent évoluer dans le temps. Cette approche est directe et simple, mais elle introduit une erreur lorsque les résultats des équations des machines sont interfacés avec ceux des équations du réseau [Valette et Vuong, 1982]. Finalement, les deux méthodes EP et IP sont simples à formuler; mais toutes les deux ont l'inconvénient de présenter cette erreur d'interface. De plus l'approche IP nécessite, à chaque période d'échantillonnage, une solution itérative du système d'équations algébriques du réseau; elle ne sera pas retenue du fait du temps de calcul trop élevé par rapport à la méthode EP.

Par ailleurs, les méthodes IS et ES, bien que très complexes et difficiles à formuler, possèdent l'avantage d'éliminer l'erreur d'interface pendant la résolution simultanée des équations de toutes les composantes du réseau. Par contre, l'approche ES est inférieure à la méthode IS du fait que les propriétés de la stabilité numéri-

que de la procédure d'intégration explicite demeurent inférieures à la stabilité de la technique d'intégration trapézoïdale [Dommel et Sato, 1972]. Puisque la stabilité numérique est importante dans le problème de stabilité transitoire, l'approche ES est rejetée comparée à la méthode IS. Le tableau 1.2 résume les avantages et les inconvénients des quatres algorithmes précédemment présentés.

Tableau 1.2 Comparaison entre les quatres méthodes de simulation de stabilité transitoire

EP	IP	ES	IS
<ul style="list-style-type: none"> - simple et rapide - erreur d'intégration - erreur d'interface 	<ul style="list-style-type: none"> - simple - calcul excessif - erreur d'interface 	<ul style="list-style-type: none"> - pas d'erreur d'interf. - erreur d'intégration - analyse complexe 	<ul style="list-style-type: none"> - pas d'erreur d' interf. - pas d'erreur d'intégr. - analyse complexe

1.3 LA FORMULATION DU PROBLÈME DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE

Initialement, le problème de stabilité transitoire est composé de trois parties: le réseau électrique, les machines et les charges [EPRI, 1977].

1.3.1 Le réseau

Les variables du réseau sont les tensions aux barres \bar{V} , les courants de charge \bar{I}_L et les courants des générateurs \bar{I}_G . Les équations du réseau sont des équations algébriques de courants en coordonnées rectangulaires:

$$[\bar{Y}] \bar{V}(t) = \bar{I}_G(t) - \bar{I}_L(t) \quad (1-4)$$

où $[\bar{Y}]$ est la matrice d'admittance aux barres du réseau incluant tous les termes rela-

tifs aux shunts [Valette and Vuong, 1982] et \bar{V} , \bar{I}_L , et \bar{I}_G des vecteurs.

La solution des équations de réseau au moyen des méthodes à fréquence constante est possible grâce au fait que le phénomène clé caractérisant la stabilité transitoire (i. e. la perte de synchronisme entre certains ou toutes les machines du réseau) s'opère à une échelle de temps beaucoup plus lente que la fréquence du réseau.

Cependant, si l'on s'intéresse aux transitoires électriques rapides en plus des phénomènes plus lents, on aurait à modéliser le réseau par des équations différentielles, tel que dans le cas des logiciels de type EMTP ou EMTDC [Dommel et Sato, 1972].

1.3.2 La charge

La modélisation exacte des charges du réseau est un exercice compliqué; la représentation de la charge à une barre donnée du réseau pour l'analyse de la stabilité est très complexe du fait de la difficulté d'estimer la charge réelle résultante des différents éléments qui la compose. En plus, la composition de ces différents éléments change suivant la variation des facteurs tels que le temps, la température et l'état de l'économie [Kundur, 1994]. Même si la composition de la charge était bien connue, il serait impossible de représenter individuellement chaque composant dans une liste contenant généralement plus d'un million de telles composants. Pour cette raison, la représentation de la charge dans les études du réseau électrique est basée sur de nombreuses simplifications.

Les modèles de charge sont traditionnellement classés en deux grandes catégories: les modèles statiques et les modèles dynamiques. Un modèle statique de charge exprime les caractéristiques de la charge indice du temps comme des fonctions algébriques du module de la tension et de la fréquence à cet instant à une barre donnée [Kundur, 1994]. L'utilisation des modèles statiques de charge est justifiée par le fait que la réponse de plusieurs composantes de la charge suite à une variation de la tension et de la charge est rapide et que le régime permanent de cette réponse est atteint très rapidement. Il existe cependant des cas où il est nécessaire de tenir compte de la dynamique des composantes de la charge. La modélisation des moteurs et d'autres aspects dynamiques des composantes de la charge qui sont essentiels dans les études de stabilité sont traités dans [Kundur, 1994].

Dans cette étude, seul le modèle statique de charge dont la variable est la tension est considéré. En effet, cette manière de modéliser la charge du réseau est celle généralement utilisée dans la planification et la détermination de la limite de sécurité des grands réseaux électriques [Valette et al., 1987]. Habituellement, la dépendance en tension des caractéristiques de la charge est représentée par le modèle exponentiel [Kundur, 1994]:

$$\begin{aligned} P_{l_i}(t) &= P_{l_{i_0}} \left(\left| \frac{\bar{V}_i(t)}{\bar{V}_{i_0}} \right| \right)^\alpha \\ Q_{l_i}(t) &= Q_{l_{i_0}} \left(\left| \frac{\bar{V}_i(t)}{\bar{V}_{i_0}} \right| \right)^\beta \end{aligned} \tag{1-5}$$

qui donne

$$\bar{S}_{l_i}(t) = P_{l_i}(t) + j Q_{l_i}(t) = P_{l_{i_0}} \left(\left| \frac{\bar{V}_i(t)}{\bar{V}_{i_0}} \right| \right)^\alpha + j Q_{l_{i_0}} \left(\left| \frac{\bar{V}_i(t)}{\bar{V}_{i_0}} \right| \right)^\beta \quad (1-6)$$

où i désigne la barre de connection de la charge. P , Q , et S sont respectivement les puissances active, réactive et apparente de la charge pour une tension \bar{V} de la barre. L'indice 0 désigne les valeurs des différentes variables aux conditions initiales. α et β sont des constantes reflétant par exemple que la charge est à impédance constante, à courant constant ou à puissance constante (voir chapitre 3, section 3.3).

La forme du courant de l'équation de charge (à la barre i) est alors donnée par:

$$\bar{I}_{l_i}(t) = \left[\frac{\bar{S}_{l_i}(t)}{\bar{V}_i(t)} \right]^* = \frac{(P_{l_i}(t) - jQ_{l_i}(t))}{\bar{V}_i^*(t)} = \frac{P_{l_{i_0}} \left(\left| \frac{\bar{V}_i(t)}{\bar{V}_{i_0}} \right| \right)^\alpha - j Q_{l_{i_0}} \left(\left| \frac{\bar{V}_i(t)}{\bar{V}_{i_0}} \right| \right)^\beta}{\bar{V}_i^*(t)} \quad (1-7)$$

et le vecteur courant \bar{I}_L est formé en considérant les charges à toutes les barres ($i=1, \dots, n$):

$$\bar{I}_L(t) = \begin{bmatrix} \bar{I}_{l_1}(t) \\ \bar{I}_{l_2}(t) \\ \dots \\ \bar{I}_{l_n}(t) \end{bmatrix} \quad (1-8)$$

où n est le nombre total de barres du réseau.

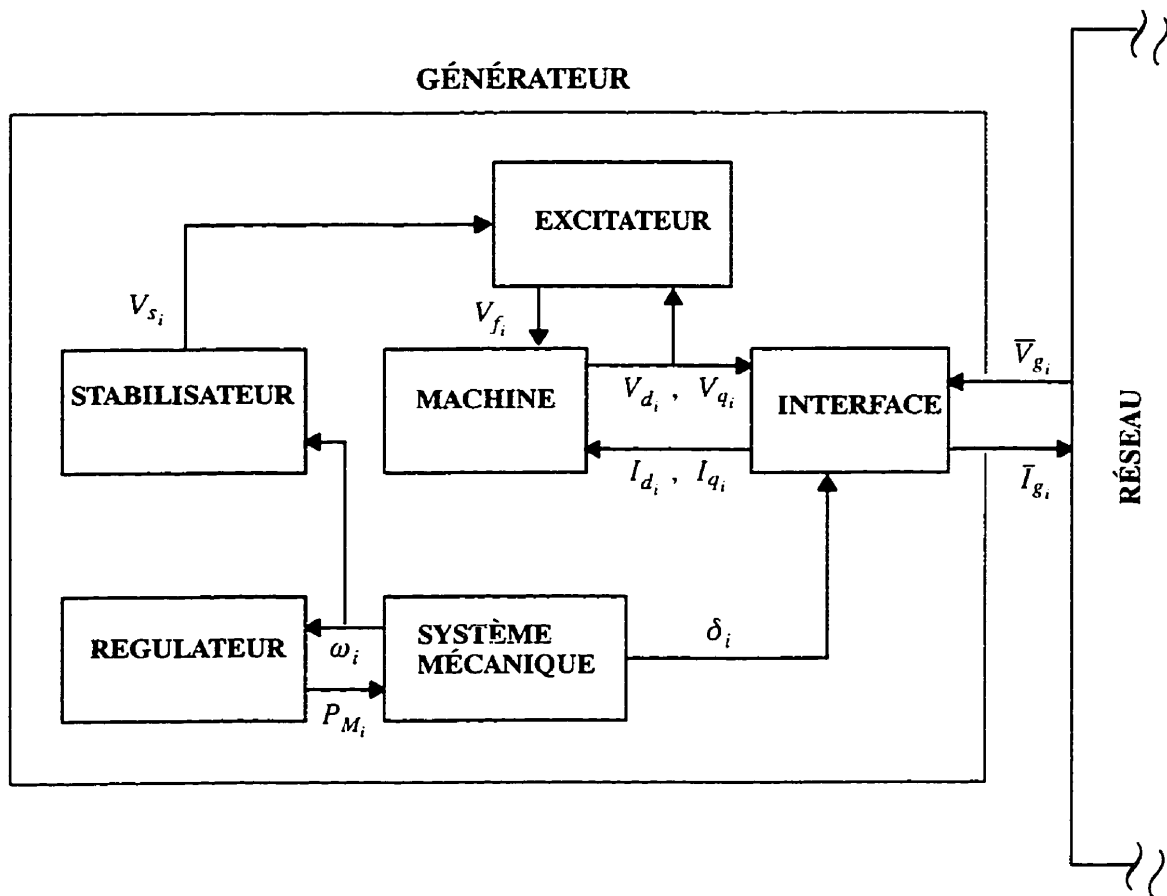


Figure 1.1 Modèle générique du générateur (i désigne la barre de connexion du générateur)

1.3.3 Le générateur

Le système formé par le générateur est complexe et nécessite d'être séparé en plusieurs composantes: 1) un système d'interface, 2) les équations d'équilibre, 3) une machine, 4) un exciteur, 5) un stabilisateur et 6) un régulateur de vitesse [EPRI, 1977]. Le système d'interface contient les variables utiles pour interfacer le système générateur avec le réseau. Il inclut les tensions et les courants d'axes d- et d'axe q- qui sont respectivement V_d , V_q , I_d , and I_q [EPRI, 1977]. Le système d'interface inclut également les variables nécessaires pour interfacer les sous-systèmes du générateur entre eux, à savoir entre autre la puissance mécanique P_M , la puissance électrique P_E ,

la tension de champ V_F , la tension de sortie du stabilisateur V_s , l'angle de la machine δ et la vitesse mécanique du rotor ω . Toutes ces variables sont illustrées à la figure 1.1 [Valette et Vuong, 1982].

1.3.3.1 Le système d'interface

Pour le générateur à la barre i , les seules équations associées à son système d'interface sont les équations d'interface du réseau. Les équations sont telles que les variables macroscopiques électriques du générateur \bar{V}_{gi} et \bar{I}_{gi} sont respectivement en fonction de V_{di} et V_{qi} , I_{di} et I_{qi} . Ces équations sont [Kundur, 1994]:

$$\begin{aligned}\bar{V}_{gi}(t) &= e^{j\delta_i(t)} (V_{qi}(t) - jV_{di}(t)) \\ \bar{I}_{gi}(t) &= e^{j\delta_i(t)} (I_{qi}(t) - jI_{di}(t))\end{aligned}\tag{1-9}$$

où δ est l'angle interne de la machine. δ est également appelé angle de la rotation et est illustré à la Figure 1.2 [Kundur, 1994].

De l'équation (1-9) ou de la figure 1.2, on peut remarquer

$$\begin{cases} V_{di}(t) = V_{R_i}(t) \sin(\delta_i(t)) - V_{I_i}(t) \cos(\delta_i(t)) \\ V_{qi}(t) = V_{R_i}(t) \cos(\delta_i(t)) + V_{I_i}(t) \sin(\delta_i(t)) \end{cases}\tag{1-10}$$

$$\begin{cases} V_{R_i}(t) = V_{di}(t) \sin(\delta_i(t)) + V_{qi}(t) \cos(\delta_i(t)) \\ V_{I_i}(t) = -V_{di}(t) \cos(\delta_i(t)) + V_{qi}(t) \sin(\delta_i(t)) \end{cases}$$

ou, sous forme matricielle

La même transformation est appliquée au courant du générateur et des équations similaires sont obtenues:

$$\begin{bmatrix} I_{d_i}(t) \\ I_{q_i}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\delta_i(t)) & -\cos(\delta_i(t)) \\ \cos(\delta_i(t)) & \sin(\delta_i(t)) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{R_i}(t) \\ I_{L_i}(t) \end{bmatrix} = [T_{g_i}(t)] \begin{bmatrix} I_{R_i}(t) \\ I_{L_i}(t) \end{bmatrix} \quad (1-12)$$

$$\begin{bmatrix} I_{R_i}(t) \\ I_{L_i}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\delta_i(t)) & \cos(\delta_i(t)) \\ -\cos(\delta_i(t)) & \sin(\delta_i(t)) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{d_i}(t) \\ I_{q_i}(t) \end{bmatrix} = [T_{g_i}(t)]^t \begin{bmatrix} I_{d_i}(t) \\ I_{q_i}(t) \end{bmatrix}$$

1.3.3.2 Le système mécanique

Le système mécanique est associé aux équations d'inertie rotationnelle de la machine. Les équations mécaniques sont [EPRI, 1977]:

$$\begin{aligned} \frac{d\delta_i(t)}{dt} &= \omega_i(t) - \omega_{i_0} \\ 2H_i \frac{d\omega_i(t)}{dt} + D_i \omega_i(t) &= P_{M_i}(t) - P_{E_i}(t) \end{aligned} \quad (1-13)$$

où ω_i : vitesse angulaire de la machine [rad/s]
 ω_{i0} : vitesse synchrone
 H_i : constante d'inertie du générateur et de la turbine
 D_i : constante de friction de la machine
 P_{M_i} : puissance mécanique fournie par la turbine
 P_{E_i} : puissance électrique fournie par la machine

1.3.3.3 Le système machine

Les équations de la machine sont des équations électriques définissant les tensions et les courants en fonction des flux traversant les enroulements rotoriques et statoriques. La structure détaillée de ces équations dépend du type de modèle utilisé, voir l'exemple de l'Annexe D, mais en général, les équations prennent la forme suivante [EPRI, 1977]

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \underline{X}_{Mi}(t) &= \underline{f}_M(\underline{X}_{Mi}(t), \underline{Y}_{Mi}(t), \underline{Y}_{Ii}(t)) \\ \underline{0} &= \underline{g}_M(\underline{X}_{Mi}(t), \underline{Y}_{Mi}(t), \underline{Y}_{Ii}(t)) \end{aligned} \quad (1-14)$$

où \underline{X}_{Mi} : représente le vecteur des variables d'état de la machine

\underline{Y}_{Mi} : représente des autres variables de la machine

\underline{Y}_{Ii} : représente le vecteur des variables d'interface, i.e $V_{di}, V_{qi}, I_{di}, I_{qi}, V_{Fi}, V_{Si}, \delta_i, P_{Ei}, \omega_i$, et P_{Mi} (où V_{Fi} et V_{Si} sont respectivement les sorties du système d'excitation et du stabilisateur, voir 1.3.3.4 et 1.3.3.5).

1.3.3.4 Le système d'excitation

L'excitateur est formée d'équations définissant la tension de champ V_{Fi} en fonction de la tension terminale V_{Ti} . Les développements de ces équations dépendent du type d'excitateur à modéliser, voir Annexe E. La plupart de ces équations sont des équations (différentielles) d'état. Cependant, des équations algébriques peuvent être utilisées pour simuler les bloc limites ou le bloc de "lead-lag" [EPRI, 1977]. En

général, les équations prennent la forme

$$\begin{aligned}
 V_{T_i}(t) &= |\bar{V}_{g_i}(t)| = \sqrt{V_{d_i}^2(t) + V_{q_i}^2(t)} \\
 \frac{d}{dt} \underline{X}_{E_i}(t) &= f_{E_i}(\underline{X}_{E_i}(t), \underline{Y}_{E_i}(t), \underline{Y}_{I_i}(t)) \\
 0 &= g_{E_i}(\underline{X}_{E_i}(t), \underline{Y}_{E_i}(t), \underline{Y}_{I_i}(t))
 \end{aligned} \tag{1-15}$$

où \underline{X}_{E_i} représente le vecteur de l'excitateur. \underline{Y}_{E_i} représente le vecteur des autres variables de l'excitateur (s'il en existe). \underline{Y}_{I_i} représente le vecteur des variables d'interface.

1.3.3.5 Le système de stabilisation

Le stabilisateur est formé d'équations exprimant la vitesse mécanique de la turbine ω_i en fonction de la tension de stabilisation (sortie supplémentaire) V_{si} . La forme générale des équations est similaire à celles du système excitation.

$$\begin{aligned}
 \frac{d}{dt} \underline{X}_S(t) &= f_S(\underline{X}_S(t), \underline{Y}_S(t), \underline{Y}_I(t)) \\
 0 &= g_S(\underline{X}_S(t), \underline{Y}_S(t), \underline{Y}_I(t))
 \end{aligned} \tag{1-16}$$

où \underline{X}_S représente les variables d'état du stabilisateur, \underline{Y}_S représente les autres variables du stabilisateur et \underline{Y}_I représente les variables d'interface. Un exemple est montré à l'Annexe F.

1.3.3.6 Le système turbine

Le système turbine est formé d'équations exprimant la vitesse ω_i en fonction de la puissance mécanique P_{Mi} , voir Annexe G. La forme générale des équations est similaire à celles de l'excitateur et du stabilisateur.

$$\begin{aligned}\frac{d}{dt}\underline{X}_{Ti}(t) &= \underline{f}_T(\underline{X}_{Ti}(t), \underline{Y}_{Ti}(t), \underline{Y}_{Ii}(t)) \\ \underline{0} &= \underline{g}_T(\underline{X}_{Ti}(t), \underline{Y}_{Ti}(t), \underline{Y}_{Ii}(t))\end{aligned}\quad (1-17)$$

où \underline{X}_{Ti} représente le vecteur d'état des variables de la turbine, \underline{Y}_{Ti} représente le vecteur des autres variables de la turbine et \underline{Y}_{Ii} représente le vecteur d'interface.

Si la tension terminale à la barre V_{Ti} est incluse dans le vecteur des variables d'interface \underline{Y}_{Ii} , les systèmes d'équations (1-13) à (1-17) peuvent être réduits à un seul système d'équations:

$$\begin{aligned}\frac{d}{dt}\underline{X}_{Gi}(t) &= \underline{f}_T(\underline{X}_{Gi}(t), \underline{Y}_{Gi}(t), \underline{Y}_{Ii}(t)) \\ \underline{0} &= \underline{g}_G(\underline{X}_{Gi}(t), \underline{Y}_{Gi}(t), \underline{Y}_{Ii}(t))\end{aligned}\quad (1-18)$$

où \underline{X}_{Gi} représente le vecteur d'état de toutes les variables dans le générateur:

$$\underline{X}_{Gi}(t) = \begin{bmatrix} \underline{X}_{Mi}(t) \\ \underline{X}_{Ei}(t) \\ \underline{X}_{Si}(t) \\ \underline{X}_{Ti}(t) \end{bmatrix}\quad (1-19)$$

et \underline{Y}_{Gi} représente toutes les autres variables du générateur:

$$\underline{Y}_{G_i}(t) = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{M_i}(t) \\ \underline{Y}_{E_i}(t) \\ \underline{Y}_{S_i}(t) \\ \underline{Y}_{T_i}(t) \end{bmatrix} \quad (1-20)$$

L'équation (1-4) représente le réseau électrique, les équations (1-5) et (1-6) représentent les charges et l'équation (1-18) représente les systèmes des générateurs. Ensemble ces équations forment le modèle de la stabilité transitoire. Il est complètement indépendant de l'algorithme de résolution ce qui est discuté dans les sections suivantes.

1.4 CHOIX D'ALGORITHME

Dans la section 1.1 quatre approches distinctes ont été identifiées pour résoudre les équations du modèle de stabilité transitoire. Chacune de ces quatre approches propose une technique permettant de développer un programme de simulation de la stabilité transitoire.

Comme nous l'avons précédemment mentionné, pour des raisons diverses et toutes justifiées, les algorithmes les plus utilisées de nos jours sont du type IS ou du type EP. En effet, les méthodes simultanées possèdent l'avantage d'éliminer les erreurs d'interface qui caractérisent les méthodes partitionnées. De plus, les techniques d'intégration explicites telle Runge-Kutta, sont de manière inhérente instables [Dommel et Sato, 1972]. Elles nécessitent une période d'échantillonnage ajustée à la plus haute fréquence ou à la constante de temps la plus faible (la règle du pouce: Δt

$\leq T_{min}/5$) [Dommel et Sato, 1972]. Dans de telles techniques, il est alors nécessaire de fixer la faible constante de temps à zéro pour éviter l'instabilité numérique [Dommel et Sato, 1972]. Il est inapproprié pour l'utilisateur car le problème survient plus souvent juste après que l'algorithme n'ait pu donner un résultat, et il est difficile dans tous les cas d'établir un lien entre une petite constante de temps et une autre moins petite [Dommel et Sato, 1972]. On ne rencontre pas ce type de problème avec les méthodes d'intégration implicites telle que la méthode trapézoïdale qui est numériquement stable, même si le pas d'échantillonnage est plus grand que la plus petite constante de temps du système. En effet, la technique d'intégration trapézoïdale est recommandée pour sa simplicité, sa généralisation et pour sa stabilité [EPRI, 1977]. Comme résultat, l'approche implicite simultanée (IS) possède, comparée à d'autres méthodes d'intégration, plusieurs avantages. Elle offre une convergence plus rapide, une plus grande précision (du fait qu'elle élimine les erreurs d'interface) et une plus grande stabilité (à cause de la méthode d'intégration trapézoïdale [Valette and Vuong, 1982]). Elle possède en plus l'avantage de permettre l'utilisation d'un pas d'intégration variable conduisant à un calcul rapide sans toutefois dégrader la performance du programme. Pour toutes ces bonnes raisons, elle a été choisie comme la méthode de résolution pour cette étude.

1.5 L'APPROCHE IMPLICITE SIMULTANÉE (IS)

La première étape dans la résolution des équations de stabilité transitoire est de remplacer le terme dérivé (d/dt) par une approximation à différence finie. Dans le cas d'une approche implicite simultanée, la fonction différence D est implicite;

elle s'écrit comme suit [EPRI, 1977]:

$$\frac{d}{dt}(\underline{X}_n) = \underline{f}(\underline{X}_n) = D(\underline{X}_n, t_n, \underline{X}_{n-1}, \underline{f}(\underline{X}_{n-1}), t_{n-1}) \quad (1-21)$$

où l'indice n réfère aux temps, \underline{X}_n est la valeur de \underline{X} à l'instant t_n et $\underline{f}(\underline{X}_{n-1})$ représente la valeur de la dérivée $d\underline{X}/dt$ à l'instant t_{n-1} .

En appliquant l'équation (1-21) à l'équation (1-18) décrivant chaque générateur on obtient:

$$\begin{aligned} D(\underline{X}_{g_n}, t_n, \underline{X}_{g_{n-1}}, \underline{f}(\underline{X}_{g_{n-1}}), t_{n-1}) &= \underline{f}_g(\underline{X}_{g_n}, \underline{Y}_{g_n}, \underline{Y}_{l_n}) \\ 0 &= \underline{g}_g(\underline{X}_{g_n}, \underline{Y}_{g_n}, \underline{Y}_{l_n}) \end{aligned} \quad (1-22)$$

L'équation générale regroupe les équations du réseau et les charges sous forme de systèmes algébriques purs qui devront être résolus à chaque instant pour déterminer les variables du système (réseau). Ici, l'approche implicite simultanée consiste à résoudre des équations algébriques simultanément. Une méthode itérative appropriée est nécessaire pour cela. Très souvent, une variante de la méthode de Newton associant plusieurs autres techniques est sollicitée [Valette et Vuong, 1982].

Pour résumer, l'approche implicite simultanée la plus courante consiste à transformer toutes les équations différentielles du système en équations algébriques à l'aide de la technique d'intégration trapézoïdale, et par la suite construire un système d'équations algébriques pures qui seront résolues de manière simultanée à chaque instant au moyen d'une méthode numérique itérative. La technique du résolution pour cette approche est discuté dans ce qui suit.

1.5.1 Méthode de résolution

Le système d'équation de chaque générateur (1-22), peut s'écrire en isolant, dans la partie linéaire, une constante et un terme nonlinéaire dans D, f_g et g_g

$$[M_{gi}] \begin{bmatrix} \underline{X}_{gi}(t) \\ \underline{Y}_{gi}(t) \\ \underline{Y}_{Ii}(t) \end{bmatrix} = [\underline{K}_{gi}(t)] + [\underline{\Psi}_{gi}(t)] \quad (1-23)$$

Comme il sera expliqué dans le chapitre prochain, pour un modèle donné et un pas d'intégration fixé, $[M_{gi}]$ est une matrice constante, \underline{K}_{gi} est un vecteur fixé (connu à l'instant précédent) et $\underline{\Psi}_{gi}$ est un vecteur résiduel dépendant de certaines variables de vecteurs \underline{X}_{gi} , \underline{Y}_{gi} , et \underline{Y}_{Ii} apparaissant dans les équations nonlinéaires. En définissant

$$\underline{U}_{gi}(t) = \begin{bmatrix} \underline{X}_{gi}(t) \\ \underline{Y}_{gi}(t) \\ \underline{Y}_{Ii}(t) \end{bmatrix} \quad (1-24)$$

alors l'équation (1-23) s'écrit:

$$[M_{gi}] \underline{U}_{gi}(t) = [\underline{K}_{gi}(t)] + [\underline{\Psi}_{gi}(t)] \quad (1-25)$$

Par ailleurs, comme on l'a vu dans (1-11), la tension du générateur $\underline{V}_{gi} = V_{Rgi} + jV_{Igi}$ peut s'écrire sous la forme matricielle.

$$\underline{V}_{gi}(t) = \begin{bmatrix} V_{R_{gi}}(t) \\ V_{I_{gi}}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\delta_i(t)) & \cos(\delta_i(t)) \\ -\cos(\delta_i(t)) & \sin(\delta_i(t)) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{d_i}(t) \\ V_{q_i}(t) \end{bmatrix} \quad (1-26)$$

où V_{di} et V_{qi} sont respectivement les composantes d'axe d- et d'axe q- de la tension du générateur, voir équation (1-11). Ces composantes sont les éléments du vecteur interface de la machine \underline{Y}_{fi} , qui est une partie du vecteur \underline{U}_{gi} . La longueur du vecteur \underline{U}_g de même que la position des ces éléments dans le vecteur \underline{U}_g dépendent de la complexité du modèle de machine (c'est-à-dire si oui ou non un système d'excitation, un système de stabilisation du réseau, ... etc. sont modélisés dans la représentation du générateur). Conséquemment, les relations entre \underline{U}_{gi} et \underline{V}_{gi} peuvent s'écrire comme suit pour le générateur i :

$$\begin{bmatrix} 0 & \dots & 0 & 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\sin(\delta_i(t)) & -\cos(\delta_i(t)) \\ \cos(\delta_i(t)) & -\sin(\delta_i(t)) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{g_i}(t) \\ \dots \\ V_{R_{\kappa_i}}(t) \\ V_{L_{\kappa_i}}(t) \end{bmatrix} = \underline{0} \quad (1-27)$$

ou

$$\begin{bmatrix} 0 & \dots & 0 & 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\sin(\delta_i(t)) & -\cos(\delta_i(t)) \\ \cos(\delta_i(t)) & -\sin(\delta_i(t)) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{g_i}(t) \\ \dots \\ \underline{V}_{g_i}(t) \end{bmatrix} = \underline{0} \quad (1-28)$$

où les un (1) écrits à la gauche sont placés sur des positions correspondantes à V_{di} et V_{qi} sur le vecteur \underline{U}_{gi} .

Les équations (1-25) et (1-28) peuvent être regroupées pour donner

$$\left[\begin{array}{c|cc} [M_{g_i}] & 0 & 0 \\ & \dots & \dots \\ & 0 & 0 \\ \hline 0 & \dots & 0 & 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \end{array} \right] \begin{bmatrix} \underline{U}_{g_i}(t) \\ \underline{V}_{g_i}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{K}_{g_i}(t) + \underline{\Psi}_{g_i}(t) \\ \underline{0} \end{bmatrix} \quad (1-29)$$

En posant

$$[A_{g_i}] = \left[\begin{array}{c|cc} [M_{g_i}] & & \\ \hline 0 & \dots & 0 & 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \end{array} \right], \quad (1-30)$$

$$[B_{g_i}(t)] = \left[\begin{array}{c|cc} 0 & 0 \\ & \dots & \dots \\ & 0 & 0 \\ \hline -\sin(\delta_i(t)) & -\cos(\delta_i(t)) \\ \cos(\delta_i(t)) & -\sin(\delta_i(t)) \end{array} \right], \quad (1-31)$$

et

$$\underline{R}_{g_i}(t) = \begin{bmatrix} \underline{K}_{g_i}(t) + \underline{\Psi}_{g_i}(t) \\ \underline{0} \end{bmatrix} \quad (1-32)$$

alors l'équation (1-29) devient

$$\begin{bmatrix} [A_{gi}] & [B_{gi}(t)] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{gi}(t) \\ \underline{V}_{gi}(t) \end{bmatrix} = [\underline{R}_{gi}(t)] \quad (1-33)$$

L'équation (1-33) représente le générateur i du réseau où $[B_{gi}]$ est la matrice de rotation de la tension contenant les coefficients de V_{Rgi} et V_{Lgi} obtenus de l'équation (1-11). Cette matrice dépend de l'angle interne de la machine δ_i . La matrice $[A_{gi}]$ est une matrice-coefficient des équations du générateur et fonction de plusieurs paramètres et de la technique d'intégration; elle est obtenue directement à partir de la matrice $[M_{gi}]$ en y ajoutant deux lignes. Chacune de ces deux lignes contient 1 à la position correspondante à V_{di} et V_{qi} dans \underline{U}_{gi} (voir équation (1-30)). \underline{R}_{gi} est un vecteur composé des valeurs connues et des nonlinéarités du générateur obtenues directement \underline{K}_{gi} et $\underline{\Psi}_{gi}$ (voir équation (1-32)). Pour mieux comprendre comment cette équation est développée, voir la Figure 2.2 du chapitre 2 où l'approche implicite simultanée est appliquée au réseau WSCC de 9 barres.

L'équation du réseau, (1-4), peut également s'écrire comme suit:

$$[\bar{Y}] \bar{V}(t) - \bar{I}_G(t) + \bar{I}_L(t) = \underline{0} \quad (1-34)$$

Ici \bar{I}_G est le vecteur comprenant tous les courants des générateurs, et \bar{I}_L est le vecteur comprenant tous les courants des charges. De l'équation (1-12), pour chaque générateur, i , le courant $\bar{I}_{gi} = I_{Rgi} + jI_{Lgi}$, peut s'écrire sous forme matricielle

$$\underline{I}_{gi}(t) = \begin{bmatrix} I_{R_{si}}(t) \\ I_{L_{si}}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\delta_i(t)) & \cos(\delta_i(t)) \\ -\cos(\delta_i(t)) & \sin(\delta_i(t)) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{di}(t) \\ I_{qi}(t) \end{bmatrix} \quad (1-35)$$

où I_{di} et I_{qi} sont respectivement les composantes d'axe d- et q- du courant du générateur, voir équation (1-12). Puisque I_{di} et I_{qi} sont des éléments du vecteur \underline{U}_{gi} , le courant du générateur peut s'écrire de la manière suivante.

$$\underline{I}_{g_i}(t) = \begin{bmatrix} 0 & \dots & 0 & \sin(\delta_i(t)) & \cos(\delta_i(t)) & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & -\cos(\delta_i(t)) & \sin(\delta_i(t)) & 0 & \dots & 0 \end{bmatrix} \underline{U}_{g_i}(t) \quad (1-36)$$

ou comme

$$\underline{I}_{g_i}(t) = [C_{g_i}(t)] \underline{U}_{g_i}(t) \quad (1-37)$$

où

$$[C_{g_i}(t)] = \begin{bmatrix} 0 & \dots & 0 & \sin(\delta_i(t)) & \cos(\delta_i(t)) & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & -\cos(\delta_i(t)) & \sin(\delta_i(t)) & 0 & \dots & 0 \end{bmatrix}. \quad (1-38)$$

est la matrice de rotation du courant comprenant les coefficients de I_{di} et I_{qi} obtenus (1-12). Ces coefficients sont placés sur des positions correspondant à I_{di} et I_{qi} dans le vecteur \underline{U}_{gi} .

Considérant alors tous les générateurs, le vecteur \underline{I}_G s'écrit

$$\underline{I}_G(t) = \begin{bmatrix} \underline{I}_{g_1}(t) \\ \underline{I}_{g_2}(t) \\ \underline{I}_{g_3}(t) \\ \dots \\ \underline{I}_{g_{n_g}}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [C_{g_1}(t)] & & & & \\ & [C_{g_2}(t)] & & & \\ & & [C_{g_3}(t)] & & \\ & & & \dots & \\ & & & & [C_{g_{n_g}}(t)] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{g_1}(t) \\ \underline{U}_{g_2}(t) \\ \underline{U}_{g_3}(t) \\ \dots \\ \underline{U}_{g_{n_g}}(t) \end{bmatrix} \quad (1-39)$$

où toutes les entrées non situées sur la diagonale sont nulles.

D'autre part, chaque courant de charge doit être divisé en deux parties, un terme linéaire, $\bar{Y}_{li} * \bar{V}_{li}$, et un résidu nonlinéaire \bar{R}_{li} . En considérant les charges à toutes les barres, le vecteur courant de charge \bar{I}_L peut s'écrire

$$\bar{I}_L(t) = [\bar{Y}_L] \bar{V}(t) + \bar{R}_N(t) \quad (1-40)$$

où $[\bar{Y}_L]$ est la matrice diagonale d'admittance de charge, \bar{V} est le vecteur des tensions aux barres et \bar{R}_N est le vecteur résidu représentant toutes les nonlinéarités de la charge.

L'objectif est de substituer les courants des générateurs et de charge des équations (1-39) et (1-40) dans les équations du réseau (1-34). Le problème ici est que les courants du générateur dans l'équation (1-39) sont réels alors que les courants de charge (1-40) et les équations du réseau, (1-34) sont sous forme complexe. Une simple transformation est donc nécessaire ici pour convertir ces grandeurs complexes en grandeurs réelles; en d'autres termes, chaque élément complexe de $[\bar{Y}]$ et $[\bar{Y}_L]$ est transformé en une sous-matrice réelle de 2×2 et les éléments de \bar{V} , \bar{I}_L , et \bar{R}_N en vecteurs réels de 2×1 . Donc pour un élément \bar{z}_{ii} d'une matrice complexe, les transformations suivantes sont utilisées:

$$\bar{z}_{ii} = Re(\bar{z}_{ii}) + j Im(\bar{z}_{ii}) \Rightarrow [Z_{ii}] = \begin{bmatrix} Re(\bar{z}_{ii}) & -Im(\bar{z}_{ii}) \\ Im(\bar{z}_{ii}) & Re(\bar{z}_{ii}) \end{bmatrix} \quad (1-41)$$

et pour un élément \bar{z}_i d'un vecteur complexe, la transformation suivante est utilisée.

$$\bar{z}_i = Re(\bar{z}_i) + j Im(\bar{z}_i) \Rightarrow \underline{Z}_i = \begin{bmatrix} Re(\bar{z}_i) \\ Im(\bar{z}_i) \end{bmatrix} \quad (1-42)$$

Après transformation de tous les vecteurs et matrices complexes du système en vecteurs et matrices réels, l'équation du réseau peut s'écrire de la manière suivante.

$$[Y] \underline{V}(t) - \begin{bmatrix} [C_{s_1}(t)] & & & & \\ & [C_{s_2}(t)] & & & \\ & & [C_{s_3}(t)] & & \\ & & & \dots & \\ & & & & [C_{s_{n_g}}(t)] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{s_1}(t) \\ \underline{U}_{s_2}(t) \\ \underline{U}_{s_3}(t) \\ \dots \\ \underline{U}_{s_{n_g}}(t) \\ \underline{0} \end{bmatrix} + [Y_L] \underline{V}(t) = \underline{R}_N(t) \quad (1-43)$$

ou

$$\begin{bmatrix} [-C_{s_1}(t)] & & & & \\ & [-C_{s_2}(t)] & & & \\ & & [-C_{s_3}(t)] & & \\ & & & \dots & \\ & & & & [-C_{s_{n_g}}(t)] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{s_1}(t) \\ \underline{U}_{s_2}(t) \\ \underline{U}_{s_3}(t) \\ \dots \\ \underline{U}_{s_{n_g}}(t) \\ \underline{0} \end{bmatrix} + [[Y] + [Y_L]] \underline{V}(t) = \underline{R}_N(t) \quad (1-44)$$

où $[Y]$ et $[Y_L]$ sont maintenant de dimension $2n \times 2n$, et \underline{V} et \underline{R}_N sont de dimension $2n \times 1$, (où n est le nombre de barres du réseau). En regroupant les deux équations (1-33) et (1-44) on obtient

$$\begin{bmatrix}
 [A_{g_1}] & & & [B_{g_1}(t)] \\
 & [A_{g_2}] & & [B_{g_2}(t)] \\
 & & \dots & \dots \\
 & & & [B_{g_{n_g}}(t)] \\
 \hline
 [-C_{g_1}(t)] & & & \\
 & [-C_{g_2}(t)] & & \\
 & & \dots & \\
 & & & [-C_{g_{n_g}}(t)]
 \end{bmatrix}
 \begin{bmatrix}
 [Y] + [Y_L]
 \end{bmatrix}
 =
 \begin{bmatrix}
 \underline{U}_{g_1}(t) \\
 \underline{U}_{g_2}(t) \\
 \dots \\
 \underline{U}_{g_{n_g}}(t) \\
 \underline{V}(t)
 \end{bmatrix}
 =
 \begin{bmatrix}
 \underline{R}_{g_1}(t) \\
 \underline{R}_{g_2}(t) \\
 \dots \\
 \underline{R}_{g_{n_g}}(t) \\
 \underline{R}_N(t)
 \end{bmatrix}
 \quad (1-45)$$

et en définissant

$$[A_G] = \begin{bmatrix}
 [A_{g_1}] & & & \\
 & [A_{g_2}] & & \\
 & & [A_{g_3}] & \\
 & & & \dots \\
 & & & & [A_{g_{n_g}}]
 \end{bmatrix}, \quad (1-46)$$

$$[B_G(t)] = \begin{bmatrix}
 [B_{g_1}(t)] & & & \\
 & [B_{g_2}(t)] & & \\
 & & [B_{g_3}(t)] & \\
 & & & \dots \\
 & & & & [B_{g_{n_g}}(t)]
 \end{bmatrix}, \quad (1-47)$$

$$[C_G(t)] = \begin{bmatrix} [-C_{g_1}(t)] & & & & \\ & [-C_{g_2}(t)] & & & \\ & & [-C_{g_3}(t)] & & \\ & & & \dots & \\ & & & & [-C_{g_{n_g}}(t)] \end{bmatrix}, \quad (1-48)$$

$$\underline{U}_G(t) = \begin{bmatrix} \underline{U}_{g_1}(t) \\ \underline{U}_{g_2}(t) \\ \underline{U}_{g_3}(t) \\ \dots \\ \underline{U}_{g_{n_g}}(t) \end{bmatrix}, \quad (1-49)$$

et

$$[R_G(t)] = \begin{bmatrix} R_{g_1}(t) \\ R_{g_2}(t) \\ R_{g_3}(t) \\ \dots \\ R_{g_{n_g}}(t) \end{bmatrix} \quad (1-50)$$

alors l'équation (1-45) s'écrit de la manière suivante:

$$\begin{bmatrix} [A_G] & [B_G(t)] \\ [C_G(t)] & [Y] + [Y_L] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_G(t) \\ \underline{V}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{R}_G(t) \\ \underline{R}_N(t) \end{bmatrix} \quad (1-51)$$

La matrice du système dans l'équation (1-51) représente la formulation de la stabilité transitoire au moyen de l'approche implicite simultanée, où:

$[A_G]$ – matrice coefficient de toutes les équations des générateurs comme fonction des paramètres et de la technique d'intégration

$[B_G]$ – matrice interface de tension

$[C_G]$ – matrice interface de courant

\underline{R}_G – vecteur associé des valeurs connues et des nonlinéarités des générateurs

\underline{U}_G – vecteur associé des variables des générateurs

$[Y_L]$ – matrice diagonale contenant les admittances équivalentes des charges

\underline{R}_N – vecteur des résidus de courant dus aux charges

$[Y]$ – matrice d'admittance du réseau

\underline{V} – vecteur des tensions aux barres du réseau

De la matrice du système précédent, nous pouvons écrire

$$\underline{U}_G(t) = -[A_G]^{-1} [B_G(t)] \underline{V}(t) + [A_G]^{-1} \underline{R}_G(t) \quad (1-52)$$

et

$$[C_G(t)] \underline{U}_G(t) = -[Y] + [Y_L] \underline{V}(t) + \underline{R}_N(t) \quad (1-53)$$

en substituant \underline{U}_g de l'équation (1-52) dans l'équation (1-53), on obtient soit

$$- [C_G(t)][A_G]^{-1}[B_G(t)] \underline{V}(t) + [C_G(t)][A_G]^{-1} \underline{R}_G(t) = - [Y] + [Y_L] \underline{V}(t) + \underline{R}_M(t) \quad (1-54)$$

$$[Y_G(t)] = -[C_G(t)][A_G]^{-1}[B_G(t)] \quad (1-55)$$

et

$$\underline{I}_R(t) = \underline{R}_M(t) - [C_G(t)][A_G]^{-1} \underline{R}_G(t) \quad (1-56)$$

alors l'équation (1-54) devient

$$[Y] + [Y_L] + [Y_G(t)] \underline{V}(t) = \underline{I}_R(t) \quad (1-57)$$

ou, plus convenablement,

$$[Y_e] \underline{V}(t) = \underline{I}_R(t) \quad (1-58)$$

L'équation (1-57) représente le problème fondamental de l'écoulement de puissance dans l'étude de stabilité transitoire. La technique de résolution diffère soit suivant la représentation de leurs charges $[Y_L]$ et leurs générateurs $[Y_G]$, soit selon la méthode de résolution de l'équation algébrique. Il est important de noter que $[Y_G]$ contient l'information relative à la dynamique du générateur et à la technique d'intégration. Toutes les matrices et tous les vecteurs dans (1-57) sont réels; cependant Vuong dans [Vuong et Valette, 1985] montre qu'une forme complexe d'équation (1-57) peut être obtenue. Nous discuterons ce sujet plus loin dans la prochaine section.

1.5.2 Un algorithme complexe de la matrice Y du problème de stabilité transitoire

Originellement, les générateurs sont présentés à l'aide des quantités réelles (équation (1-40)), bien que le réseau et les charges soient définis par des quantités complexes, voir équations (1-34) et (1-39) respectivement. Dans le but de regrouper toutes ces équations sous une seule forme algébrique pour une résolution simultanée, les quantités complexes du réseau et de la charge sont transformées en des quantités réelles en utilisant les transformations définies par les équations (1-41) et (1-42). Finalement, toutes les matrices et les vecteurs dans l'équation (1-57) qui représente le problème fondamental de l'écoulement de puissance dans l'étude de la stabilité transitoire sont réelles. Les éléments de $[Y]$ et $[Y_L]$ sont des sous-matrices de 2×2 et ceux de \underline{V} et $\underline{I_R}$ sont des vecteurs réels de 2×1 . On peut néanmoins procéder autrement; dans ce cas, les équations du réseau et des charges gardent leur forme complexe initiale et une représentation complexe pour les générateurs peut être trouvée; on obtient alors une forme complexe de l'équation d'écoulement de puissance. Avec la méthode BPA, les générateurs sont représentés dans la matrice du réseau par une admittance fictive qui est indépendante de la complexité du modèle de générateur [Dommel et Sato, 1972]. Pour le générateur i , l'impédance fictive est donnée par

$$\bar{y}_{f_i} = \frac{r_{a_i} - j \frac{x'_{d_i} + x'_{q_i}}{2}}{r_{a_i}^2 + x'_{d_i} x'_{q_i}} \quad (1-59)$$

où $r_{a_i} + jx'_{d_i}$ est l'impédance transitoire de la machine et x'_{q_i} représentant la saillance de la machine.

L'équation (1-59) ne donne pas une vision complète et une représentation pré-

cise de la machine, et considère que tous les générateurs sont identiques malgré la complexité de chaque modèle. Cependant, Vuong dans [Vuong et Valette, 1985] montre qu'une représentation précise des générateurs peut s'obtenir de la manière suivante: en multipliant les deux membres de l'équation (1-52) par la matrice de rotation de courant, $[C_G]$, on obtient

$$[C_G(t)] \underline{U}_G(t) = - [C_G(t)][A_G]^{-1} [B_G(t)] \underline{V}(t) + [C_G(t)][A_G]^{-1} \underline{R}_G(t) \quad (1-60)$$

En substituant l'équation (1-55) dans l'équation (1-60) on a

$$[C_G(t)] \underline{U}_G = [Y_G(t)] \underline{V}(t) + [C_G(t)][A_G]^{-1} \underline{R}_G(t) \quad (1-61)$$

où

$$[Y_G(t)] \underline{V}(t) = [C_G(t)] \underline{U}_G(t) - [C_G(t)][A_G]^{-1} \underline{R}_G(t) \quad (1-62)$$

Les quantités se situant à droite de (1-62) ont les dimensions d'un courant, ce qui permet d'écrire plus convenablement

$$[Y_G(t)] \underline{V}(t) = \underline{I}_G(t) \quad (1-63)$$

Soient $\bar{\underline{V}}$ et $\bar{\underline{I}}_G$ des complexes équivalents de \underline{V} et \underline{I}_G . Pour chaque générateur à la barre i (\bar{V}_{gi} , \bar{I}_{gi}), on peut correspondre le nombre complexe

$$\bar{y}_{g_i}(t) = \frac{\bar{I}_{g_i}(t)}{\bar{V}_{g_i}(t)} \quad (1-64)$$

L'équation (1-64) définit un tableau de l'espace vectoriel à quatre dimensions (matrices 2x2) des admittances généralisées complexes dans un plan où le terme \bar{y}_{g_i} représente les générateurs. En considérant tous les générateurs, une matrice diagonale complexe peut être définie par:

$$[\bar{Y}_G(t)] \bar{V}(t) = \bar{I}_G(t) \quad (1-65)$$

Une forme complexe de l'équation (1-57) est donc obtenue par:

$$[[\bar{Y}] + [\bar{Y}_L] + [\bar{Y}_G(t)]] \bar{V}(t) = \bar{I}_R(t) \quad (1-66)$$

ou plus convenablement,

$$[\bar{Y}_e] \bar{V}(t) = \bar{I}_R(t) \quad (1-67)$$

L'équation (1-67) a la forme d'une injection de courant dans un problème d'écoulement de puissance pouvant être résolue de manière itérative par l'approche du courant différentiel [Vuong et Valette, 1985]:

$$[\bar{Y}_e] \Delta \bar{V} = \Delta \bar{I}_R \quad (1-68)$$

$\Delta \bar{I}_R$ est utilisé comme un indice d'appréciation de la convergence, autrement dit, le nombre d'itérations augmentera jusqu'à ce que le plus grand élément du vecteur $\Delta \bar{I}_R$ atteigne la tolérance spécifiée.

Avec cette approche, aucune indication explicite n'est nécessaire pour les barres d'équilibre ou pour les sources équivalentes dans la mesure où la contribution du générateur est globalement représentée par leurs injections de courants. Par ailleurs, la matrice $[\bar{Y}_e]$ peut rester inchangée dans l'intérêt de diminuer le nombre de factorisations où la méthode de factorisation LDU est utilisée pour résoudre l'équation (1-66) tant et aussi longtemps que les variations de $[\bar{Y}_e]$ resteront relativement faibles. Dans [Vuong et Valette, 1985], il a été prouvé après investigation que les variations de $[\bar{Y}_G]$ sont relativement faibles sur une grande proportion de conditions d'opération. Cependant, on y a montré que $[\bar{Y}_G]$ est sensible au pas d'intégration, Δt , en suggérant que $[\bar{Y}_G]$ soit réévalué au moment où le pas change et la matrice résultante $[\bar{Y}_e]$ refactorisée; autrement dit $[\bar{Y}_G]$ et la matrice correspondante $[\bar{Y}_e]$ peuvent être considérées comme constantes si un pas d'intégration Δt fixe est utilisé. Il est vrai que les modifications topologiques nécessitent également la refactorization dans la mesure où elles modifient la matrice d'admittance $[\bar{Y}]$ du réseau. La résolution du système (creux) d'équation (1-58) ou (1-67) par la méthode de factorisation LDU nécessite trois étapes essentielles [EPRI, 1977], qui sont:

- 1) l'analyse: choisir une stratégie à pivot d'ordre optimal,
- 2) factorisation: calcul des matrices triangulaires L (lower) et U (upper) de $[\bar{Y}_e]$, en utilisant la méthode d'élimination de Gauss ou d'autres méthodes, enfin
- 3) opération: calcul de la substitution avant et arrière de la solution.

Pour le cas complexe, l'équation (1-66), $[\bar{Y}_e]$ est factorisé en facteurs symétriques.

$$[\bar{Y}_e] = [\bar{U}]' [\bar{U}] \quad (1-69)$$

Pour le cas réel, l'équation (1-58), $[\bar{Y}_e]$ est factorisée en facteurs asymétriques.

$$[\bar{Y}_e] = [L][U] \quad (1-70)$$

1.6 CONCLUSION

La stabilité est un facteur-clé dans la planification et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique. L'étude de la stabilité transitoire donne des informations sur la capacité du système à rester en synchronisme après de grandes perturbations. La simulation temporelle, du fait qu'elle offre une modélisation aisée en temps continu et discret des systèmes nonlinéaires et une grande variété des contingences, demeure la méthode la plus populaire pour l'étude de la stabilité des grands systèmes d'interconnection de génération, de transport et de charges.

Bien que l'on puisse disposer de quatre méthodes fondamentales pour la simulation numérique des problèmes de stabilité transitoire des réseaux électriques, l'approche implicite simultanée (IS) demeure la plus sollicitée. Elle consiste à transformer, à l'aide de la technique trapézoïdale, toutes les équations différentielles en système d'équations algébriques pures qui sont alors résolues simultanément à chaque pas d'intégration par des méthodes itératives. Comparée à d'autres algorithmes, l'approche SI offre une bonne convergence, une bonne précision (puisqu'elle élimine les erreurs d'interface) et une plus grande stabilité (due au choix de la méthode d'intégration trapézoïdale). Elle possède en plus l'avantage de permettre l'utilisation d'un pas d'intégration variable lors des calculs rapides sans dégrader la performance du programme [Valette et Vuong, 1982].

Dans le chapitre qui suit, l'approche implicite simultanée est appliquée au système du conseil de coordination de l'ouest (WSCC) à 9 barres. Une présentation pas à pas de la méthode de résolution du problème de stabilité transitoire à l'aide de

l'approche IS est donnée. Les matrices du système sont calculées à partir des équations du réseau, des charges et les équations des générateurs. Les résultats des simulations pour différents cas de stabilité transitoire sont présentés et comparés à ceux obtenus de ST600, le logiciel d'analyse de stabilité transitoire développé et utilisé par Hydro-Québec.

CHAPITRE 2

L'APPROCHE IMPLICITE SIMULTANÉE

2.1 INTRODUCTION

Dans le premier chapitre, la théorie du problème de stabilité transitoire a été introduite, plusieurs techniques de résolutions ont été présentées et la méthode implicite simultanée, SI, expliquée. Dans le présent chapitre, la méthode de résolution utilisant l'approche SI est présentée en détail. Les matrices du système sont calculées et la méthode de résolution clairement expliquée. En plus, ce chapitre illustre un exemple d'application de la méthode ainsi développée dans l'étude du réseau à 9 barres du Western System Coordinating Council (WSCC). Les résultats de simulations (obtenus par Matlab) sont fournis et comparés par la suite à ceux obtenues de ST600, le programme commercial développé et utilisé par Hydro-Québec.

2.2 L'APPROCHE IMPLICITE SIMULTANÉE: MÉTHODE DE RÉOLUTION

Dans le chapitre 1, il a été montré qu'avec l'approche (IS) le problème de stabilité transitoire peut être représentée par les matrices suivantes du réseau (équation 1-51):

$$\begin{bmatrix} [A_G] & [B_G(t)] \\ [C_G(t)] & [Y] + [Y_L] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_G(t) \\ \underline{V}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{R}_G(t) \\ \underline{R}_N(t) \end{bmatrix} \quad (2-1)$$

En plus, l'équation représentant le problème fondamental d'écoulement de puissance dans l'étude de stabilité transitoire à été donnée en (1-57)

$$([Y] + [Y_L] + [Y_G(t)]) \underline{V}(t) = \underline{I}_R(t) \quad (2-2)$$

où $[Y_G]$ est une matrice diagonale représentant les admittances des générateurs et définie par l'équation (1-55)

$$[Y_G(t)] = -[C_G(t)][A_G]^{-1}[B_G(t)] \quad (2-3)$$

et \underline{I}_R est un vecteur comprenant les nonlinéarités du système définie par l'équation (1-56)

$$\underline{I}_R(t) = \underline{R}_N(t) - [C_G(t)][A_G]^{-1}\underline{R}_G(t) \quad (2-4)$$

où \underline{R}_N est un vecteur des résidus de courant dus à la nonlinéarité des charges et \underline{R}_G un vecteur associé des valeurs connues et des nonlinéarités des générateurs.

L'équation (2-2) a la forme d'une injection de courant de problème d'écoulement de puissance qui peut être résolu de manière itérative en utilisant l'approche du courant différentiel où $\Delta \underline{I}_R$ est utilisé comme une mesure de convergence de l'algorithme (les itérations successives sont calculées jusqu'à ce que le plus grand élément du $\Delta \underline{I}_R$ atteigne une tolérance spécifiée.

La résolution du problème de stabilité transitoire à partir de l'approche implicite simultanée peut se résumer par les différentes étapes suivantes:

- 1– Calcul de la matrice d'admittances $[Y]$ du réseau.
- 2– Calcul de la matrice diagonale d'admittance, $[Y_L]$, représentant la partie linéaire de la charge.
- 3– Calcul des matrices coefficient de toutes les équations des générateurs, $[A_G]$, comme une fonction des paramètres et des techniques d'intégration
- 4– Calcul des matrices d'interfaces de tension et de courant, $[B_G]$ et $[C_G]$.
- 5– Calcul du vecteur associé de valeurs connues et des nonlinéarités des générateurs, \underline{R}_G ;
- 6– Calcul de la matrice diagonale d'admittance, $[Y_G]$, représentant les admittances équivalentes des générateurs.
- 7– Construction de la matrice d'admittance du système, $[Y_E]$.
- 8– Calcul du vecteur résidu, \underline{I}_R .
- 9– Résolution de l'équation d'écoulement de puissance, $[Y_E] \underline{V} = \underline{I}_R$.
- 10– Calcul des variables des générateurs, \underline{U}_G .
- 11– Terminer des itérations si une solution a été obtenue pour l'équation d'écoulement de puissance, sinon
- 12– Ajustement des nonlinéarités à partir de l'étape 4.
- 13– Finalisation du processus de simulation et impression des résultats si le temps spécifié de simulation a été atteint, sinon
- 14– Accroître le temps Δt et revenir à l'étape 4.

Le diagramme simplifié résumant les différentes étapes précédentes est donné à la figure 2.1.

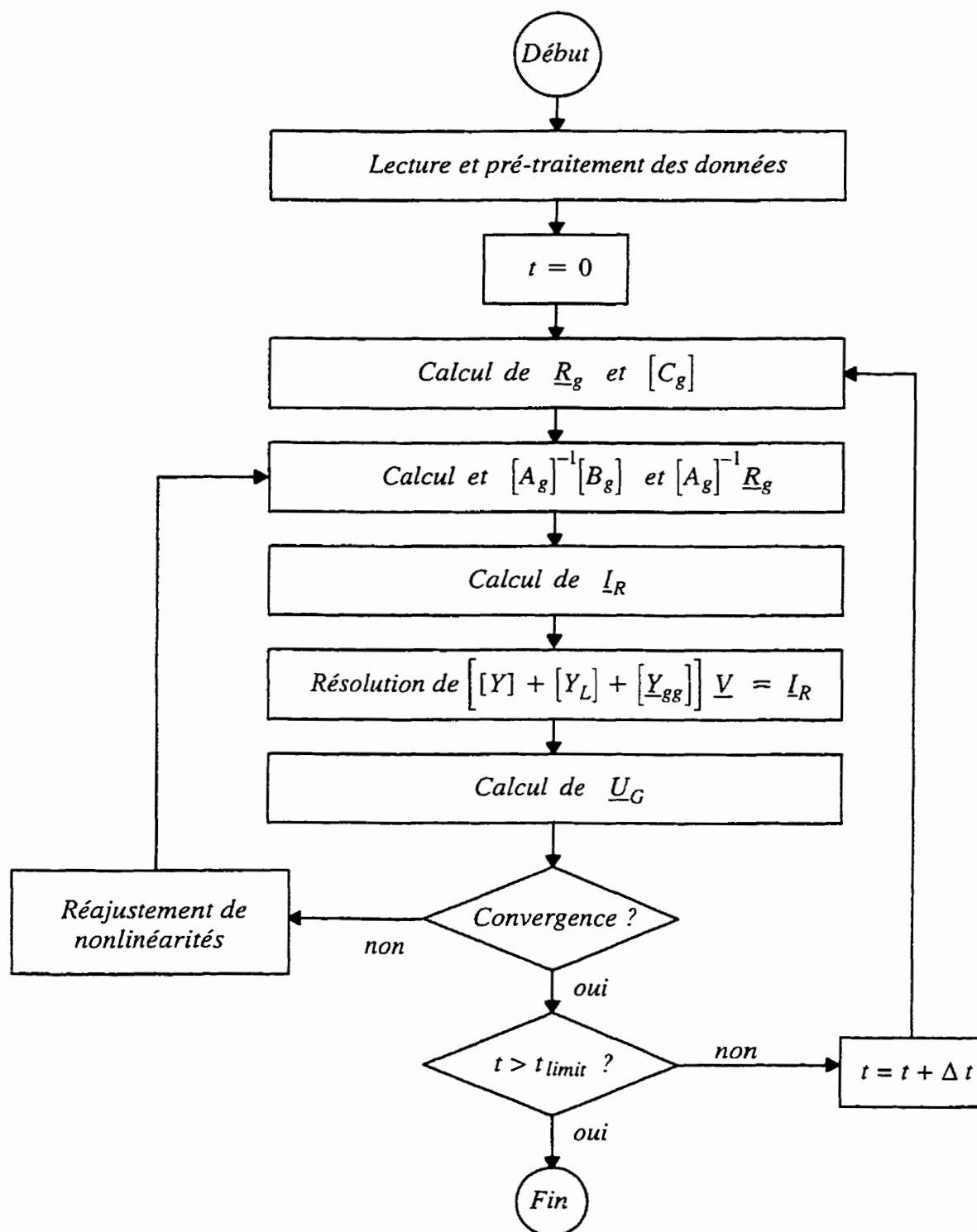


Figure 2.1 Un diagramme simplifié d'un programme de stabilité transitoire utilisant l'approche implicite simultanée (IS).

2.3 CALCUL DES MATRICES ET DES VECTEURS DU SYSTÈME

Les matrices et les vecteurs du système sont calculés à partir des données du réseau, des générateurs et des charges.

2.3.1 LA MATRICE D'ADMITTANCES DU RÉSEAU, $[Y]$

La matrice d'admittance réseau, $[Y]$, est de manière classique une matrice complexe d'ordre $n \times n$ simplement construite à partir des données du réseau. Par ailleurs, cette matrice complexe est convertie en une matrice réelle d'ordre $2n \times 2n$ où chaque entrée devient une sous-matrice d'ordre 2×2 à l'aide de la transformation suivante:

$$\begin{bmatrix} Y_{ij} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Re}(y_{ij}) & -\text{Im}(y_{ij}) \\ \text{Im}(y_{ij}) & \text{Re}(y_{ij}) \end{bmatrix} \quad (2-5)$$

Pour le système WSCC à 9 barres, la matrice primitive d'admittance du réseau, $[Y]$, est une matrice complexe d'ordre 9×9 construite à partir des données du réseau de la figure 2.3. Ensuite, la matrice réelle d'admittance (d'ordre 18×18) est obtenue en utilisant la transformation (2-5) précédente.

2.3.2 La matrice diagonale d'admittance de charge, $[Y_L]$

$[Y_L]$ est une matrice représentant les admittances constantes de la charge (termes linéaires des charges) et elle est calculée à l'instant $t=t_0$. Pour la barre r , l'ad-

mittance constante de la charge est donnée par

$$\bar{y}_{rr} = \frac{\bar{i}_{r_0}}{\bar{v}_{r_0}} = \frac{(\bar{s}_{r_0}/\bar{v}_{r_0})^*}{\bar{v}_{r_0}} = \frac{P_{r_0} - jQ_{r_0}}{|\bar{v}_{r_0}|^2} \quad (2-6)$$

où P_{r_0} et Q_{r_0} sont respectivement les charges actives et réactives de la barre r à l'instant $t=t_0$, et où \bar{v}_{r_0} est la tension de la barre obtenue à partir de l'écoulement de puissance. La matrice diagonal complexe d'ordre $n \times n$ est donnée par

$$[\bar{Y}_L] = \begin{bmatrix} \bar{y}_{11} & & & & \\ & \bar{y}_{22} & & & \\ & & \bar{y}_{rr} & & \\ & & & \dots & \\ & & & & \bar{y}_{nn} \end{bmatrix} \quad (2-7)$$

où toutes les entrées non-diagonales sont nulles. Cette matrice complexe est convertie en une matrice réelle d'ordre $2n \times 2n$ en utilisant la transformation spécifiée à l'équation (2-5).

2.3.3 Équations du générateur: construction de $[A_G]$, $[B_G]$ et \underline{R}_G

$[A_G]$ est la matrice coefficient de toutes les équations des générateurs, en fonction des paramètres et des techniques d'intégration, $[B_G]$ est la matrice d'interface (rotation) de tension et \underline{R}_G est le vecteur associé des valeurs connues et des nonlinéarités des générateurs. Les équations du générateur devront être écrites en premier pour permettre la construction avisée des matrices et des vecteurs précédents. Un cas complexe est traité en annexes E à G où les modèles détaillés du générateur, des

systèmes d'excitation statique, des stabilisateurs du réseau, des turbines et des charges nonlinéaires ont été utilisés. Dans ce chapitre par contre, dans le but d'illustrer les principes de base de cette étude, un modèle classique et simple seulement du générateur est considéré. Les seules équations différentielles associées à ce modèle sont les équations mécaniques. Les équations algébriques sont les équations de tension, de puissance et les équations des rotations:

2.3.3.1 Les équations mécaniques

Le système d'équations mécaniques est associé aux équations dynamiques de l'inertie de la machine. Comme définies en (1-13), les équations mécaniques du générateur i sont [Valette et Vuong, 1982]:

$$2H_i \frac{d\omega_i(t)}{dt} + D_i \omega_i(t) = P_{M_i}(t) - P_{E_i}(t) \quad (2-8)$$

et

$$\frac{d\delta_i(t)}{dt} = \omega_i(t) - \omega_{i_0} \quad (2-9)$$

où ω_i : vitesse angulaire de la machine [rad/s]

ω_{i0} : vitesse synchrone

H_i : constante de l'inertie du générateur et de la turbine

D_i : coefficient d'amortissement de charge de la machine

P_{M_i} : puissance mécanique fournie par la turbine

P_{E_i} : puissance électrique fournie par la machine

L'équation (2-8) peut s'écrire comme suit

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{1}{2H_i} (P_{M_i} - P_{E_i} - D_i \omega_i) \quad (2-10)$$

En utilisant la technique d'intégration trapézoïdale on a

$$\begin{aligned} \omega_i(t) - \omega_i(t-\Delta t) &= \frac{\Delta t}{4H_i} [P_{M_i}(t) - P_{E_i}(t) + D_i \omega_i(t)] \\ &+ \frac{\Delta t}{4H_i} [P_{M_i}(t-\Delta t) - P_{E_i}(t-\Delta t) + D_i \omega_i(t-\Delta t)] \end{aligned} \quad (2-11)$$

et

$$\delta_i(t) - \delta_i(t-\Delta t) = \frac{\Delta t}{2} \omega_{i0} [\omega_i(t) - 1] + \frac{\Delta t}{2} \omega_{i0} [\omega_i(t-\Delta t) - 1] \quad (2-12)$$

dans ce modèle, la puissance mécanique est supposée constante et égale à la puissance électrique à l'instant $t=t_0$, autrement dit

$$P_{M_i}(t) = P_{M_i}(t-\Delta t) = P_{E_i}(t_0) = P_{M_i} = \text{constante} \quad (2-13)$$

Dans le cas où la puissance mécanique n'est pas constante en incluant le régulateur de la vitesse, voir l'annexe G où le régulateur de la vitesse est inclus.

Les équations (2-11) et (2-12) peuvent s'écrire comme suit:

$$\left(1 + \frac{D_i \Delta t}{4H_i}\right) \omega_i(t) + \frac{\Delta t}{4H_i} P_{E_i}(t) = \omega_i(t-\Delta t) + \frac{\Delta t}{4H_i} [2P_{M_i} - P_{E_i}(t-\Delta t) + 2D_i] \quad (2-14)$$

et

$$\left(-\frac{\Delta t}{2} \omega_{i_0}\right) \omega_i(t) + \delta_i(t) = \delta_i(t-\Delta t) + \frac{\Delta t}{2} \omega_{i_0} [\omega_i(t-\Delta t) - 2] \quad (2-15)$$

2.3.3.2 Équations de tension

Les équations de tension du générateur sont définies par:

$$V_{d_i}(t) + X'_{d_i} I_{q_i}(t) = E_{d_i}(t) \quad (2-16)$$

et

$$V_{q_i}(t) + X'_{d_i} I_{d_i}(t) = E_{q_i}(t) \quad (2-17)$$

Dans ce modèle, on peut montrer que

$$E_{d_i}(t) = 0 \quad (\text{pour toutes les valeurs de } t) \quad (2-18)$$

et

$$E_{q_i}(t) = E_{q_i}(t-\Delta t) = |\bar{E}_i| = \text{constante} \quad (2-19)$$

où \bar{E}_i est la tension interne de la machine obtenue de l'écoulement de puissance à $t=t_0$.

Les équations de tension deviennent alors

$$V_{d_i}(t) + X'_{d_i} I_{q_i}(t) = 0 \quad (2-20)$$

et

$$V_{q_i}(t) + X'_{d_i} I_{d_i}(t) = |\bar{E}_i| \quad (2-21)$$

2.3.3.3 Les équations de puissance

La puissance active tirée de la machine peut être obtenue par:

$$P_{e_i}(t) = V_{d_i}(t) I_{d_i}(t) + V_{q_i}(t) I_{q_i}(t) \quad (2-22)$$

et la puissance réactive est donnée par

$$Q_{e_i}(t) = V_{d_i}(t) I_{q_i}(t) - V_{q_i}(t) I_{d_i}(t) \quad (2-23)$$

Ces équations sont nonlinéaires et le membre de droite de l'équation (2-22) représente les nonlinéarités du modèle. Ces nonlinéarités sont ajustées pendant la procédure itérative de résolution tel que montré par le diagramme simplifié de la Figure 2.1.

2.3.3.4 Les équations d'interface de tension

Les équations de rotation de tension sont définies par

$$V_{d_i}(t) = \sin(\delta_i(t)) V_{R_i}(t) - \cos(\delta_i(t)) V_{I_i}(t) \quad (2-24)$$

et

$$V_{q_i}(t) = \cos(\delta_i(t)) V_{R_i}(t) + \sin(\delta_i(t)) V_{I_i}(t) \quad (2-25)$$

où il est clair que les coefficients dans les équations de rotation dépendent de l'angle interne de la machine et varient par conséquent en fonction du temps; ils doivent être ajustés à chaque itération pour un instant donné.

2.3.3.5 Un système d'équations algébriques pures

Les équations (2-14) à (2-25) sont purement algébriques et peuvent être représentées par un système algébrique tel que montré à la figure 2.2

$$\begin{aligned}
& \underbrace{\begin{bmatrix} \left[1 + \frac{D\Delta t}{4H_i}\right] & 0 & \frac{\Delta t}{4H_i} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \left(-\frac{\Delta t}{2}\omega_{i_0}\right) & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & X'_{d_i} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & X''_{d_i} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}}_{[A_{G_i}]} \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}}_{[B_{G_i}(t)]} = \underbrace{\begin{bmatrix} \omega_i(t-\Delta t) + \frac{\Delta t}{4H_i} \left[2P_{M_i} - P_{E_i}(t-\Delta t) + 2D_i \right] \\ \delta_i(t-\Delta t) + \frac{\Delta t}{2} \omega_{i_0} [\omega_i(t-\Delta t) - 2] \\ 0 \\ 0 \\ |E_i| \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}}_{K_{G_i}} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ V_{d_i}(t)l_{d_i}(t) + V_{q_i}(t)l_{q_i}(t) \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}}_{\underline{\Psi}_{G_i}(t)} \\
& \underbrace{\begin{bmatrix} \omega_i(t) \\ \delta_i(t) \\ P_{r_i}(t) \\ V_{d_i}(t) \\ V_{q_i}(t) \\ I_{d_i}(t) \\ I_{q_i}(t) \end{bmatrix}}_{\underline{U}_{G_i}(t)} \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cos(\delta_i(t)) & \cos(\delta_i(t)) \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\sin(\delta_i(t)) & -\sin(\delta_i(t)) \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\cos(\delta_i(t)) & -\sin(\delta_i(t)) \end{bmatrix}}_{[B_{G_i}(t)]} \underbrace{\begin{bmatrix} V_{R_i}(t) \\ V_{I_i}(t) \end{bmatrix}}_{\underline{V}_{G_i}(t)}
\end{aligned}$$

Figure 2.2 Le système algébrique d'un générateur de modèle simple

Dans une forme matricielle, ce système algébrique peut s'écrire de la manière suivante

$$[A_{G_i}] \underline{U}_{G_i}(t) + [B_{G_i}(t)] \underline{V}_{G_i}(t) = \underline{K}_{G_i} + \underline{\Psi}_{G_i}(t) \quad (2-26)$$

où $[A_{G_i}]$ est une matrice constante comprenant les paramètres du générateur et définie par

$$[A_{G_i}] = \begin{bmatrix} \left(1 + \frac{D_i \Delta t}{4H_i}\right) & 0 & \frac{\Delta t}{4H_i} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \left(-\frac{\Delta t}{2} \omega_{i_0}\right) & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & X'_{d_i} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & X'_{d_i} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$\underline{U}_{G_i}(t)$ est vecteur comprenant les variables du générateur

$$\underline{U}_{G_i}(t) = \begin{bmatrix} \omega_i(t) \\ \delta_i(t) \\ P_{e_i}(t) \\ V_{d_i}(t) \\ V_{q_i}(t) \\ I_{d_i}(t) \\ I_{q_i}(t) \end{bmatrix}$$

$[B_{Gi}(t)]$ représente la matrice d'interface de tension

$$[B_{Gi}(t)] = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ -\sin(\delta_i(t)) & \cos(\delta_i(t)) \\ -\cos(\delta_i(t)) & -\sin(\delta_i(t)) \end{bmatrix}$$

$\underline{V}_{Gi}(t)$ est un vecteur d'ordre 2×1 représentant les parties réelle et imaginaire de la tension du générateur

$$\underline{V}_{Gi}(t) = \begin{bmatrix} V_{R_i}(t) \\ V_{I_i}(t) \end{bmatrix}$$

$\underline{K}_{Gi}(t)$ est un vecteur comprenant quelques paramètres constants et quelques termes connus de temps discret précédant l'intégration

$$\underline{K}_{Gi} = \begin{bmatrix} \omega_i(t-\Delta t) + \frac{\Delta t}{4H_i} [2P_{M_i} - P_{E_i}(t-\Delta t) + 2D_i] \\ \delta_i(t-\Delta t) + \frac{\Delta t}{2} \omega_{i_0} [\omega_i(t-\Delta t) - 2] \\ 0 \\ 0 \\ \bar{E}_i \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

et $\underline{\Psi}_{Gi}(t)$ est un vecteur représentant les nonlinéarités du générateur à l'instant où la quantité est résolue pour

$$\underline{\Psi}_{G_i} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ V_{d_i}(t) I_{d_i}(t) + V_{q_i}(t) I_{q_i}(t) \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

En posant

$$\underline{R}_{G_i}(t) = \underline{K}_{G_i} + \underline{\Psi}_{G_i}(t) \quad (2-27)$$

l'équation (2-26) devient

$$\begin{bmatrix} A_{G_i} \end{bmatrix} \underline{U}_{G_i}(t) + \begin{bmatrix} B_{G_i}(t) \end{bmatrix} \underline{V}_{G_i}(t) = \underline{R}_{G_i}(t) \quad (2-28)$$

Pour les 3 générateurs dans l'exemple du système WSCC (Western System Coordinating Council), l'équation (2-28) devient

$$\begin{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{G_1} \end{bmatrix} & [0] & [0] \\ [0] & \begin{bmatrix} A_{G_2} \end{bmatrix} & [0] \\ [0] & [0] & \begin{bmatrix} A_{G_3} \end{bmatrix} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{G_1}(t) \\ \underline{U}_{G_2}(t) \\ \underline{U}_{G_3}(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{G_1}(t) \end{bmatrix} & [0] & [0] \\ [0] & \begin{bmatrix} B_{G_2}(t) \end{bmatrix} & [0] \\ [0] & [0] & \begin{bmatrix} B_{G_3}(t) \end{bmatrix} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{V}_{G_1}(t) \\ \underline{V}_{G_2}(t) \\ \underline{V}_{G_3}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{R}_{G_1}(t) \\ \underline{R}_{G_2}(t) \\ \underline{R}_{G_3}(t) \end{bmatrix}$$

2.3.4 La matrice de rotation de courant, $[C_G(t)]$

Pour le générateur i , les équations d'interface courant sont définies par:

$$I_{R_i}(t) = \sin(\delta_i(t)) I_{d_i}(t) + \cos(\delta_i(t)) I_{q_i}(t) \quad (2-29)$$

et

$$I_{I_i}(t) = -\cos(\delta_i(t)) I_{d_i}(t) + \sin(\delta_i(t)) I_{q_i}(t) \quad (2-30)$$

En outre, les courants du générateur peuvent s'écrire de la manière suivante:

$$\underline{I}_{G_i}(t) = \begin{bmatrix} I_{R_i}(t) \\ I_{I_i}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cos(\delta_i(t)) & -\sin(\delta_i(t)) \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\sin(\delta_i(t)) & -\cos(\delta_i(t)) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega_i(t) \\ \delta_i(t) \\ P_{e_i}(t) \\ V_{d_i}(t) \\ V_{q_i}(t) \\ I_{d_i}(t) \\ I_{q_i}(t) \end{bmatrix} \quad (2-31)$$

ou par

$$\underline{I}_{G_i}(t) = \begin{bmatrix} I_{R_i}(t) \\ I_{I_i}(t) \end{bmatrix} = [C_{G_i}(t)] \underline{U}_{G_i}(t) \quad (2-32)$$

où

$$[C_{G_i}(t)] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cos(\delta_i(t)) & -\sin(\delta_i(t)) \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\sin(\delta_i(t)) & -\cos(\delta_i(t)) \end{bmatrix}$$

est la matrice d'interface courant.

2.3.5 La matrice équivalente d'admittances du générateur, $[Y_{Gi}]$

Pour le générateur i , $[Y_{Gi}]$ est une matrice réelle d'ordre 2×2 représentant l'admittance du générateur et définie par

$$[Y_{Gi}(t)] = -[C_{Gi}(t)][A_{Gi}]^{-1}[B_{Gi}(t)] \quad (2-33)$$

L'équation (2-33) montre que $[Y_{Gi}(t)]$ est une fonction du temps parce qu'elle dépend des matrices d'interface courant et tension, $C_{Gi}(t)$ and $B_{Gi}(t)$, qui sont toutes deux fonctions de l'angle interne $\delta_i(t)$. Par ailleurs, les résultats montrent que les variations dans $[Y_{Gi}(t)]$ sont relativement faibles; $[Y_{Gi}(t)]$ peut donc être supposée constante pour une large plage de conditions d'opération. En considérant tous les générateurs dans le système, $[Y_G]$ est une matrice d'ordre $2n \times 2n$ définie par

$$[Y_G] = \begin{bmatrix} [Y_{G_1}] & & & & & \\ & [Y_{G_2}] & & & & \\ & & \dots & & & \\ & & & [Y_{G_{n_g}}] & & \\ & & & & [0] & \\ & & & & & \dots \\ & & & & & & [0] \end{bmatrix}$$

où toutes les sous-matrices sont nulles à l'exception de celle représentant les générateurs.

2.3.6 La matrice d'admittance du système, $[Y_e]$

La matrice d'admittance du système, $[Y_e]$, est obtenue en ajoutant simplement

les matrices diagonales $[Y_G]$ et $[Y_L]$ à la matrice d'admittance du réseau, $[Y]$; autrement dit

$$[Y_e] = [Y] + [Y_L] + [Y_G] \quad (2-34)$$

$[Y_G]$ est sensible au pas d'échantillonnage, Δt , d'où la nécessité de réévaluer $[Y_G]$ et de refactoriser la matrice d'admittance $[Y_e]$ à chaque changement du pas, autrement dit $[Y_G]$, et correspondement, $[Y_e]$ peut être considérée constante si le pas utilisé Δt est constant. Il est évident qu'une modification de la topologie du réseau entraîne la refactorisation de $[Y]$.

2.3.7 Les résidus de courant dus aux charges nonlinéaires, \underline{R}_N

\underline{R}_N est un vecteur des résidus de courant dus aux charges nonlinéaires. Pour la barre r , le courant peut s'écrire comme suit

$$\bar{i}_r(t) = \left(\frac{\bar{s}_r(t)}{\bar{v}_r(t)} \right)^* = \bar{y}_{l_r} \bar{v}_r(t) + \bar{r}_r(t) \quad (2-35)$$

où \bar{y}_{l_r} est l'admittance de charge à la barre r évaluée à $t=t_0$ à l'aide de l'équation (2-6). $\bar{v}_r(t)$ est la tension de la barre à l'instant t , et $\bar{r}_r(t)$ est un résidu dû à la nonlinéarité de la charge évalué à partir de l'équation ci-dessous

$$\bar{r}_r(t) = \bar{i}_{l_r}(t) - \bar{y}_{l_r} \bar{v}_r(t) = \left(\frac{\bar{s}_{l_r}(t)}{\bar{v}_r(t)} \right)^* - \bar{y}_{l_r} \bar{v}_r(t) \quad (2-36)$$

où $\bar{s}_r(t)$ est la charge à la barre r définie par

$$\bar{s}(t)_{l_r} = P_{l_r}(t) + j Q_{l_r}(t) = P_{l_{r_0}} \left(\left| \frac{\bar{V}_r(t)}{\bar{V}_{r_0}} \right| \right)^\alpha + j Q_{l_{r_0}} \left(\left| \frac{\bar{V}_r(t)}{\bar{V}_{r_0}} \right| \right)^\beta \quad (2-37)$$

Pour toutes les barres du système, \underline{R}_N est un vecteur réel d'ordre $2n \times 1$ défini par

$$\underline{R}_N(t) = \begin{bmatrix} Re(\bar{r}_1(t)) \\ Im(\bar{r}_1(t)) \\ \dots \\ Re(\bar{r}_n(t)) \\ Im(\bar{r}_n(t)) \end{bmatrix} \quad (2-38)$$

2.3.8 Le vecteur résiduel, \underline{I}_r

\underline{I}_r est un vecteur réel d'ordre $2n \times 1$ contenant les nonlinéairités des générateurs et les résidus de courant dus aux charges nonlinéaires. Ce vecteur ajusté à chaque itération est défini par

$$\underline{I}_R(t) = \underline{R}_N(t) - [C_G(t)][A_G]^{-1} \underline{R}_G(t) \quad (2-39)$$

2.3.9 Résolution de l'équation d'écoulement de puissance

À chaque pas d'intégration, les tensions aux barres sont obtenues en résolvant

l'équation d'écoulement de puissance représentée par:

$$[Y] + [Y_L] + [Y_G] \underline{V}(t) = \underline{I}_R(t) \quad (2-40)$$

Cette équation représente le problème fondamental d'écoulement de puissance dans l'étude de la stabilité transitoire. Elle a la forme d'une injection de courant en écoulement de puissance et peut donc être résolue par l'approche d'accroissement de courant.

$$[Y_E] \Delta \underline{V}(t) = \Delta \underline{I}_R(t) \quad (2-41)$$

où $\Delta \underline{I}_R$ est utilisée comme mesure de la convergence, autrement dit, les itérations sont successivement calculées jusqu'à ce que l'entrée la plus importante du vecteur $\Delta \underline{I}_R$ atteigne la tolérance spécifiée.

2.3.10 Calcul des variables des générateurs, \underline{U}_G

La résolution de l'équation d'écoulement de puissance donne les tensions aux barres de tous les noeuds du système. Une fois que les tensions du générateur sont connues, les variables du générateur sont alors obtenues à partir de l'équation (2-28). Pour le générateur i , le vecteur des variables est donné par:

$$\underline{U}_{G_i}(t) = -[A_{G_i}]^{-1} [B_{G_i}(t)] \underline{V}_{G_i}(t) + [A_{G_i}]^{-1} \underline{R}_{G_i}(t) \quad (2-42)$$

2.3.11 Test de convergence

Après la mise à jour des tensions aux barres, les nonlinéarités du système sont réajustées et une nouvelle itération initialisée. Le nombre d'itération augmente jusqu'à ce que le plus grand élément du vecteur ΔI_R atteigne la tolérance ε fixée. Une fois la convergence atteinte, les itérations sont arrêtées, le temps subit un accroissement de Δt , et tout le processus est répété jusqu'à ce que le temps de simulation t_s préalablement fixé soit atteint. La fin de la simulation est alors observée et les résultats obtenus représentés graphiquement.

2.4 UN EXEMPLE D'APPLICATION:

L'approche implicite simultanée est appliquée au réseau à 9 barres du (WSCC). Les résultats de simulation (obtenus avec Matlab) sont comparés à ceux obtenus de ST600, le logiciel d'analyse de la stabilité transitoire développé et utilisé par Hydro-Québec. Ces résultats montrent que l'approche implicite simultanée a été implantée utilisant Matlab comme outils numériques avec succès. Le réseau à 9 barres de WSCC est présenté en premier dans cet exemple.

2.4.1 Le réseau à 9 barres de WSCC

Le réseau à 9 barres du Conseil de Coordination des Systèmes de l'Ouest (WSCC) a été utilisé dans l'un des plus importants projets de EPRI (Electrical Power Research Institute) dans l'intérêt de tester et d'évaluer les algorithmes utilisés dans l'analyse du comportement dynamique des réseaux électriques [EPRI, 1977]. Le

réseau d'essai est constitué de neuf barres, trois machines, trois transformateurs, six lignes de transport et trois charges. Les systèmes et les données d'écoulement de puissance sont illustrés à la figure 2.3. Les données de stabilité transitoire sont fournies à la tableau 2.1 pour le cas classique où des modèles simples de générateurs sont utilisés.

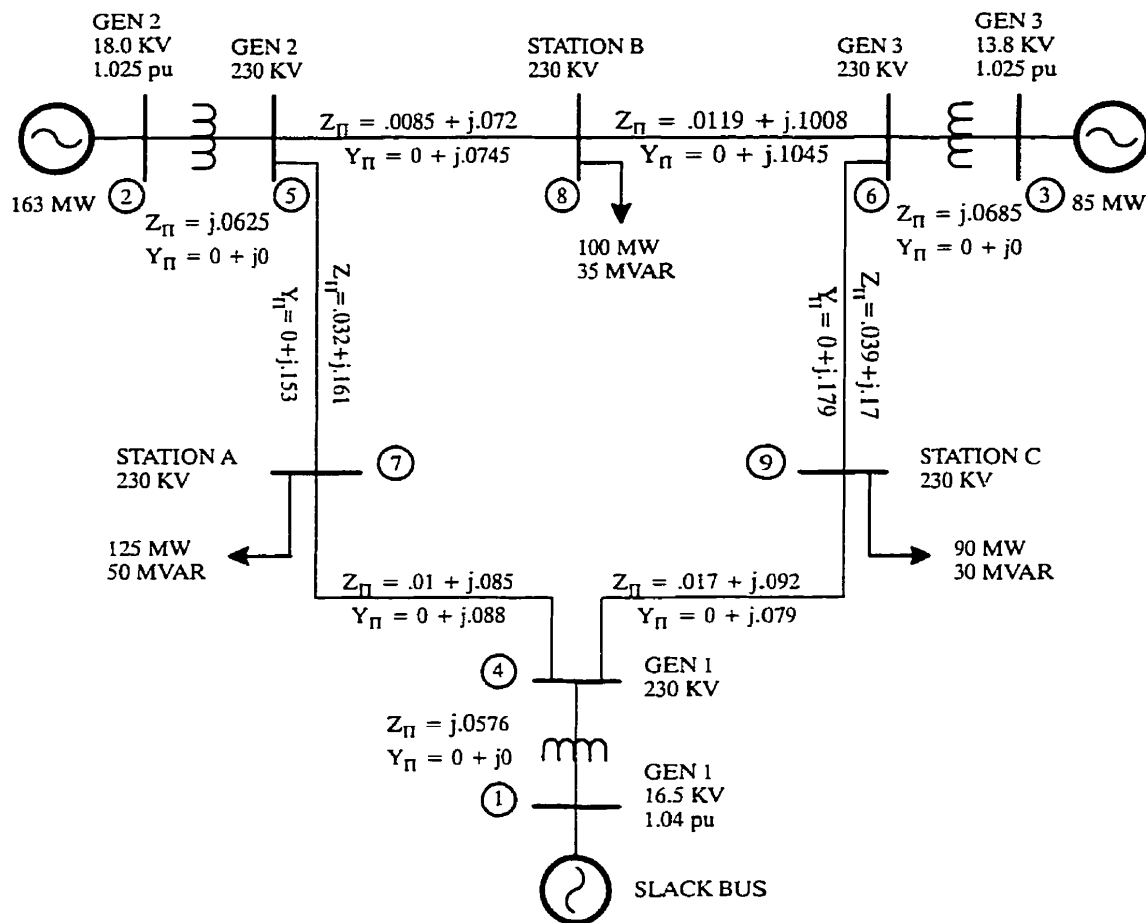


Figure 2.3 Le réseau à neuf barres de WSCC

Tableau 2.1. Données de stabilité pour des modèles simples de machines

	Bus	Type	KV	MVA	H (pu.)	K _D	X' _d
Gen 1	1	1	16.5	500.0	4.75	20.0	0.0608
Gen 2	2	1	18.0	200.0	3.20	12.0	0.1198
Gen 3	3	1	13.8	150.0	2.00	8.0	0.1813

2.4.2 Résultats de simulation

Les programmes de stabilité transitoire construits avec Matlab ont été testés dans plusieurs cas où plusieurs types de modèles de générateur, de systèmes d'excitation, de stabilisateurs de réseau, de turbines et des charges nonlinéaires ont été utilisés. En plus, des valeurs différentes du pas d'intégration Δt ont été choisies; les résultats sont comparés avec ceux obtenus de ST600 le logiciel de stabilité transitoire. Les figures 2.4, 2.5 et 2.6 montrent des résultats de simulation de stabilité transitoire obtenus par Matlab pour le réseau d'essai à neuf barres de WSCC. La figure 2.4 présente les angles internes et les vitesses mécaniques des machines pour les cas de machines simples, charges linéaires (impédance constante) et $\Delta t=0.5$ cycle. À la figure 2.5, les résultats des puissances actives (MW) et réactives (MVAR) des générateurs sont représentés. Dans cet exemple, les modèles complets de machine, les charges nonlinéaires (courant constant) et un pas $\Delta t=1$ cycle ont été utilisés. La figure 2.6 montre la tension terminale du générateur (module et angle) pour le cas de modèles complexes des machines, charges nonlinéaires (puissance constante) et pas $\Delta t=2$ cycle. Dans tous les cas, la perturbation est un défaut triphasé appliqué à GEN2 de la barre à 230KV à 0.26666 secondes (16 cycles). Ceci permet de voir plus clairement les conditions initiales des simulations sur les différentes figures. Le défaut est corrigé et la ligne de la barre GEN2 230KV à la STATION A 230KV est ouverte pendant à 0.36666 secondes (22 cycles); donc la contingence d'essai est le court-circuit triphasé appliqué pendant six cycles à la barre 5 (GEN2) associé à une perte de la ligne 5-6 (GEN2-STATION A).

Les résultats sont à toutes fins pratiques les mêmes que ceux obtenus du logi-

ciel de stabilité transitoire ST600. Une légère différence est observée cependant sur la vitesse de rotation des machines. Ceci est dû simplement à une lecture imparfaite du nombre de décimal des résultats de ST600 avant leur tracé dans Matlab.

2.1 CONCLUSION

Une présentation étape par étape de la méthode de résolution utilisant l'approche implicite simultanée du problème de la stabilité transitoire est fournie dans ce chapitre. Le concept théorique de cette méthode dans la forme présentée dans ce chapitre est réparti dans plusieurs références dont [Dommel et Sato, 1972; EPRI, 1977; Valette et Vuong, 1982; Vuong et Valette, 1985; Valette et al., 1987], et l'objectif ici est de présenter la méthode sous une forme détaillée et dans un langage mathématique moderne accessible à tout utilisateur et pouvant être utilisée facilement dans l'analyse du problème de stabilité transitoire. Les matrices du système sont calculées à partir des équations du réseau, de la charge et du générateur. L'approche implicite simultanée est ainsi appliquée au réseau à neuf barres de Conseil de Coordination des Systèmes de l'Ouest (WSCC) des États Unis. Les résultats de simulation pour différents cas d'analyse de stabilité transitoire sont présentés et comparés avec ceux obtenus du logiciel de stabilité transitoire ST600 d'Hydro-Québec. Ces résultats montrent qu'une implantation réussie de l'approche implicite simultanée a été expérimentée avec le logiciel Matlab. Ce test réussi avec Matlab représente une première pas incontournable dans l'amélioration de la vitesse de résolution par la méthode IS. On peut dorénavant utiliser ce logiciel comme plate forme d'essai numérique.

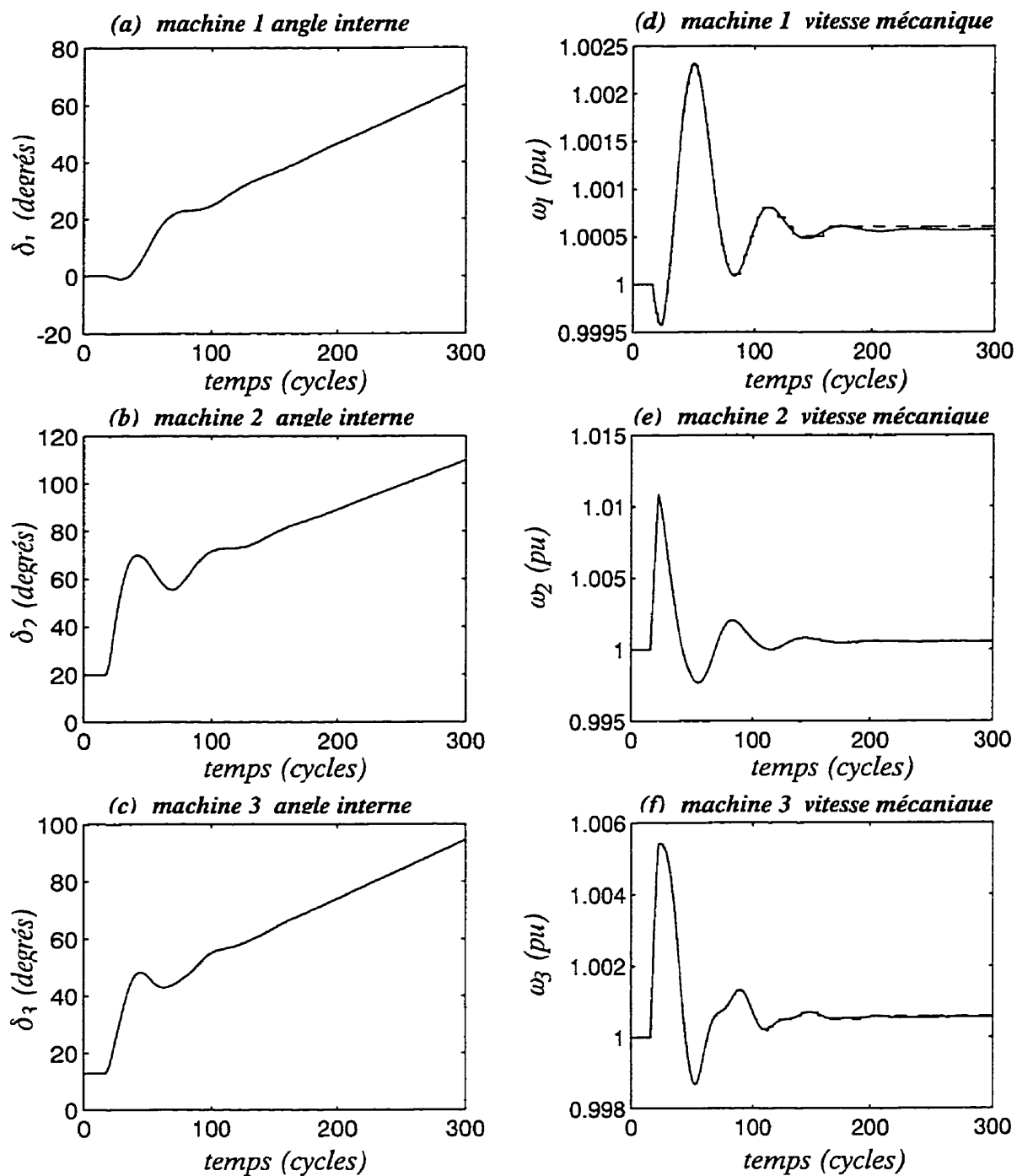


Figure 2.4 Résultats de simulation de stabilité transitoire par **Matlab** pour le réseau d'essai à neuf barres de WSCC avec des **machines simples, charges linéaires (impédance constante)** et $\Delta t = 0.5$ cycle: *a*, *b*, et *c* montrent les angles internes des machines; *d*, *e*, et *f* montrent la vitesse mécanique de GEN 1, GEN 2 et GEN 3 respectivement (— Matlab — ST600).

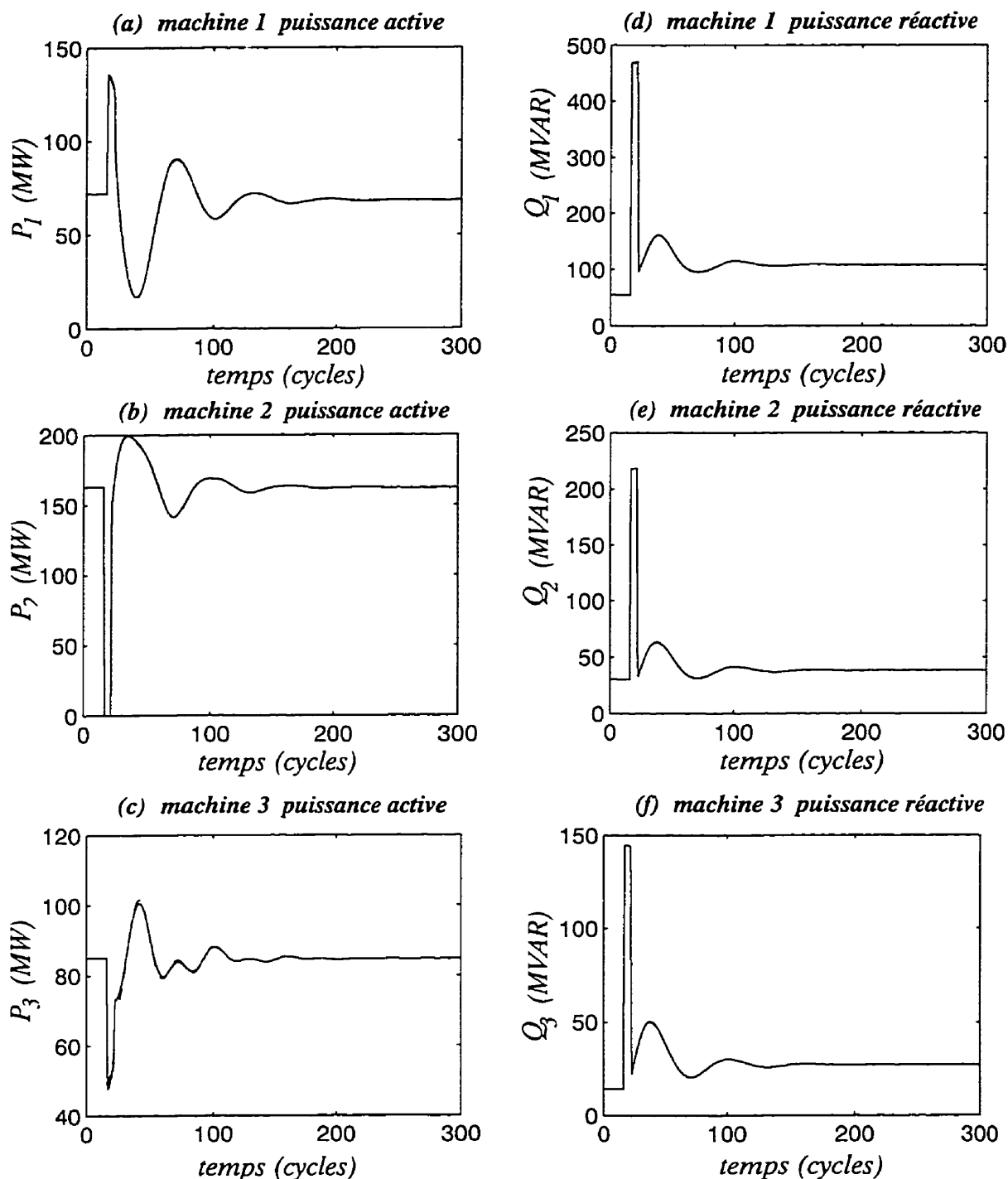


Figure 2.5 Résultats de simulation de stabilité transitoire par **Matlab** pour le réseau d'essai à neuf barres de WSCC avec des **machines simples, charges nonlinéaires (courant constant)** et $\Delta t = 1$ cycle: *a*, *b*, et *c* montrent la puissance active (MW); *d*, *e*, et *f* montrent la puissance réactive (MVAR) de GEN 1, GEN 2 et GEN 3 respectivement (— Matlab — ST600).

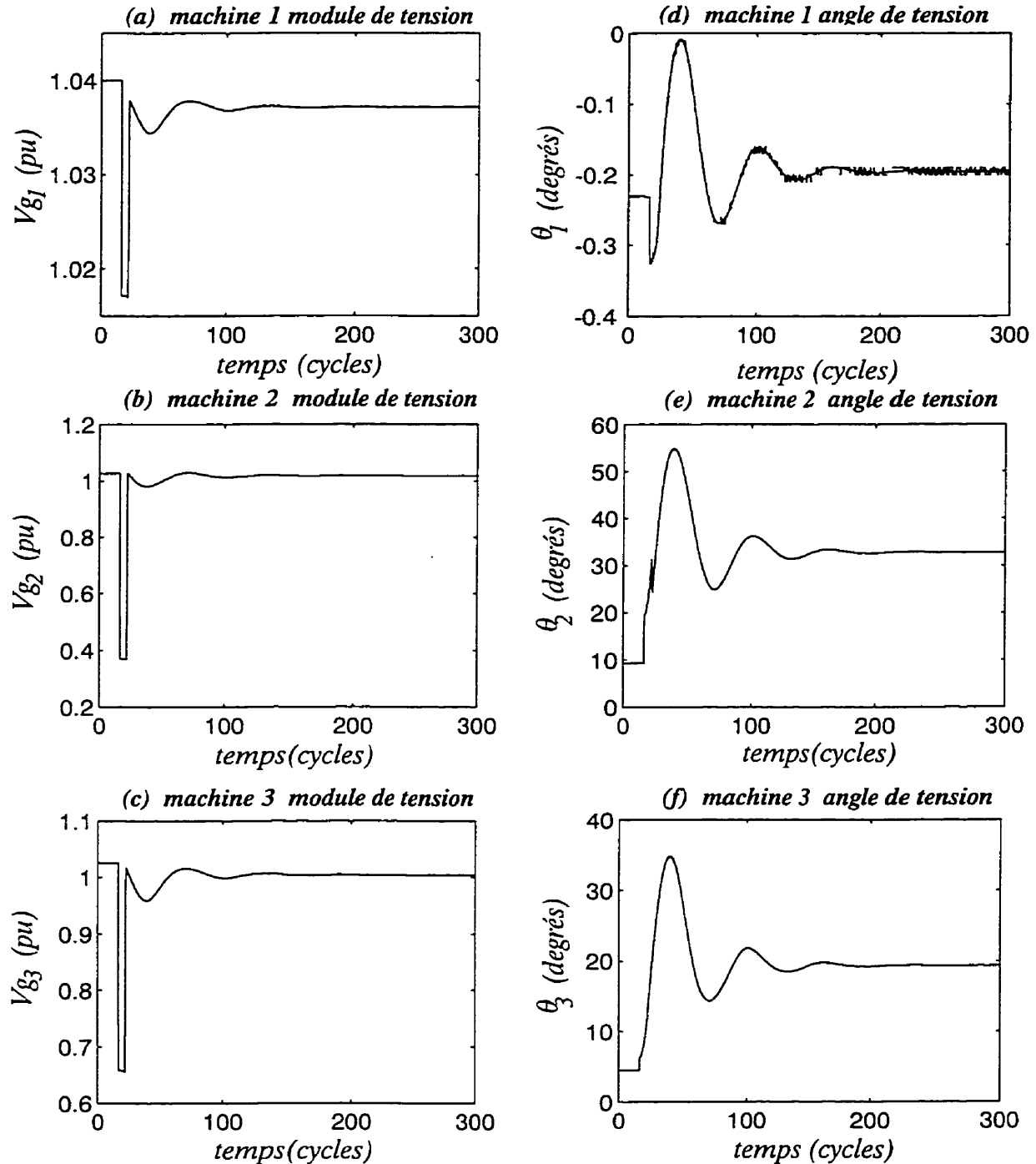


Figure 2.6 Résultats de simulation de stabilité transitoire par Matlab pour le réseau d'essai à neuf barres de WSCC avec **machines complexes, charges nonlinéaires (puissance constante)** et $\Delta t=2$ cycles: *a*, *b*, et *c* montrent les modules (pu) des tensions; *d*, *e*, et *f* montrent les angles (degrés) des tensions de GEN 1, GEN 2 et GEN 3 respectivement.

CHAPITRE 3

ALGORITHME DU SYSTÈME RÉDUIT ÉQUIVALENT POUR LA SIMULATION DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE

3.1 INTRODUCTION

Dans les deux premiers chapitres, la théorie de la stabilité transitoire a été passée en revue, plusieurs méthodes de solution ont été introduites, et l'approche implicite simultanée étudiée en profondeur a été appliquée au réseau d'essai à neuf barres de WSCC pour différents types de générateurs, de systèmes d'excitation statiques, de stabilisateurs de réseau, de turbines et de charges non linéaires. Dans ce chapitre et le suivant, deux algorithmes nouveaux de simulation de la stabilité transitoire sont proposés. En utilisant l'approche implicite simultanée, les deux algorithmes s'appuient sur la réduction, résultant en moins d'opérations arithmétiques, et par conséquent ils contribuent à accroître la vitesse des simulations de la stabilité transitoire. Dans la première méthode, le système équivalent réduit est très lourd et ne peut être applicable aux techniques éparses normalement utilisées dans les réseaux d'énergie électrique bien que celles-ci associées au traitement en parallèle présente la perspective d'améliorer sensiblement la vitesse de résolution. Cependant, dans la seconde approche, la dispersion est préservée; elle permet ainsi l'utilisation des méthodes de résolution traditionnelles appliquées aux matrices creuses. Les résultats obtenus du système d'essai à neuf barres de WSCC comprenant des modèles

complexes de machines, différents types de charges non linéaires, et différentes valeurs du pas Δt montrent que les deux techniques sont efficaces et sont compétitives comparées à l'approche IS originale implantée dans ST600. Le nombre d'opérations arithmétiques estimées par un pas est utilisé pour apprécier les avantages de ces deux approches proposées. Le temps de simulation est considérablement réduit si l'on les compare aux algorithmes classiques existants. Dans ce chapitre, la première méthode (le système dense réduit) est présentée.

3.2 UN SYSTÈME DENSE RÉDUIT ÉQUIVALENT

Cette approche est basée sur la réorganisation de l'équation d'écoulement de puissance

$$[Y] + [Y_L] + [Y_G] \underline{V}(t) = \underline{I}_R(t) \quad (3-1)$$

ou de manière équivalente

$$[Y_E] \underline{V}(t) = \underline{I}_R(t) \quad (3-2)$$

En organisant les barres du réseau selon les barres de génération ou pas, l'équation (3-2) peut alors s'écrire comme suit

$$\begin{matrix} n_g & \{ & \begin{matrix} \overbrace{\begin{bmatrix} [Y_{GG}] & [Y_{GL}] \\ \hline [Y_{LG}] & [Y_{LL}] \end{bmatrix}}^{n_g \quad n_l} & \begin{bmatrix} \underline{V}_G(t) \\ \hline \underline{V}_L(t) \end{bmatrix} & = & \begin{bmatrix} \underline{I}_{R_G}(t) \\ \hline \underline{I}_{R_L}(t) \end{bmatrix} & \} & n_g \\ n_l & \{ & & & & & \} & n_l \end{matrix} \quad (3-3)$$

où l'indice G est utilisée pour désigner les barres de génération et l'indice L pour les noeuds restants. Pour un réseau avec n_g noeuds de générateur et n_l noeuds restants, \underline{V}_G de dimension $(n_g \times 1)$ représente les tensions des générateurs et \underline{V}_L de dimension $(n_l \times 1)$ représente les tensions qui sont aux noeuds n'ayant pas de générateurs. \underline{I}_{RL} est le vecteur courant des résidus dus aux charges non linéaires. Les noeuds qui ne sont ni des noeuds de génération ni des noeuds de charges sont traités comme des barres de charges avec un courant de charge nul.

Un développement de (3-3) donne

$$[Y_{GG}] \underline{V}_G(t) + [Y_{GL}] \underline{V}_L(t) = \underline{I}_{R_G}(t) \quad (3-4)$$

et

$$[Y_{LG}] \underline{V}_G(t) + [Y_{LL}] \underline{V}_L(t) = \underline{I}_{R_L}(t) \quad (3-5)$$

En éliminant \underline{V}_L on obtient

$$\left[[Y_{GG}] - [Y_{GL}][Y_{LL}]^{-1}[Y_{LG}] \right] \underline{V}_G(t) = \underline{I}_{R_G}(t) - [Y_{GL}][Y_{LL}]^{-1} \underline{I}_{R_L}(t) \quad (3-6)$$

et en posant

$$\left[[Y_{GG}] - [Y_{GL}][Y_{LL}]^{-1}[Y_{LG}] \right] = [Y_{E_G}] \quad (3-7)$$

et

$$[Y_{GL}][Y_{LL}]^{-1} = [\Gamma] \quad (3-8)$$

l'équation (3-6) devient

$$\left[Y_{E_G} \right] \underline{V}_G(t) = \underline{I}_{R_G}(t) - [\Gamma] \underline{I}_{R_L}(t) \quad (3-9)$$

L'équation (3-9) représente le système algébrique réduit qui doit être résolu itérativement à chaque pas d'intégration. La clé de cette approche vient du fait que \underline{I}_{R_L} (le courant de résidus dus aux charges nonlinéaires) peut être maintenu constant pendant les itérations. Seules les tensions des générateurs (\underline{V}_G) et les nonlinéarités des générateurs (\underline{I}_{R_G}) sont mises à jour pendant le processus itératif. Comme résultat, l'équation (3-9) peut s'écrire comme suit

$$\left[Y_{E_G} \right] \underline{V}_G(t) = \underline{I}_{R_G}(t) - \underline{I}_{R_{L_g}}(t) \quad (3-10)$$

où $\underline{I}_{R_{L_g}}$ peut être défini comme le vecteur équivalent des résidus de courant dus aux nonlinéarités des charges et vu par les générateurs; il est défini par

$$\underline{I}_{R_{L_g}}(t) = [\Gamma] \underline{I}_{R_L}(t) \quad (3-11)$$

Ce vecteur est gardé constant (inchangé) pendant les itérations à un instant t donné. Cependant, quand la convergence est obtenue et les itérations terminées, les tensions des barres de charge sont calculées à partir des équations (3-4). Le vecteur \underline{I}_{R_L} et par conséquent le vecteur $\underline{I}_{R_{L_g}}$ sont mis à jour; bien entendu, la matrice d'admittance équivalente $[Y_{E_G}]$ devra être reconstruite tant que la topologie change ou lorsque le système est modifié. La figure 3.1 montre l'organigramme de cette approche.

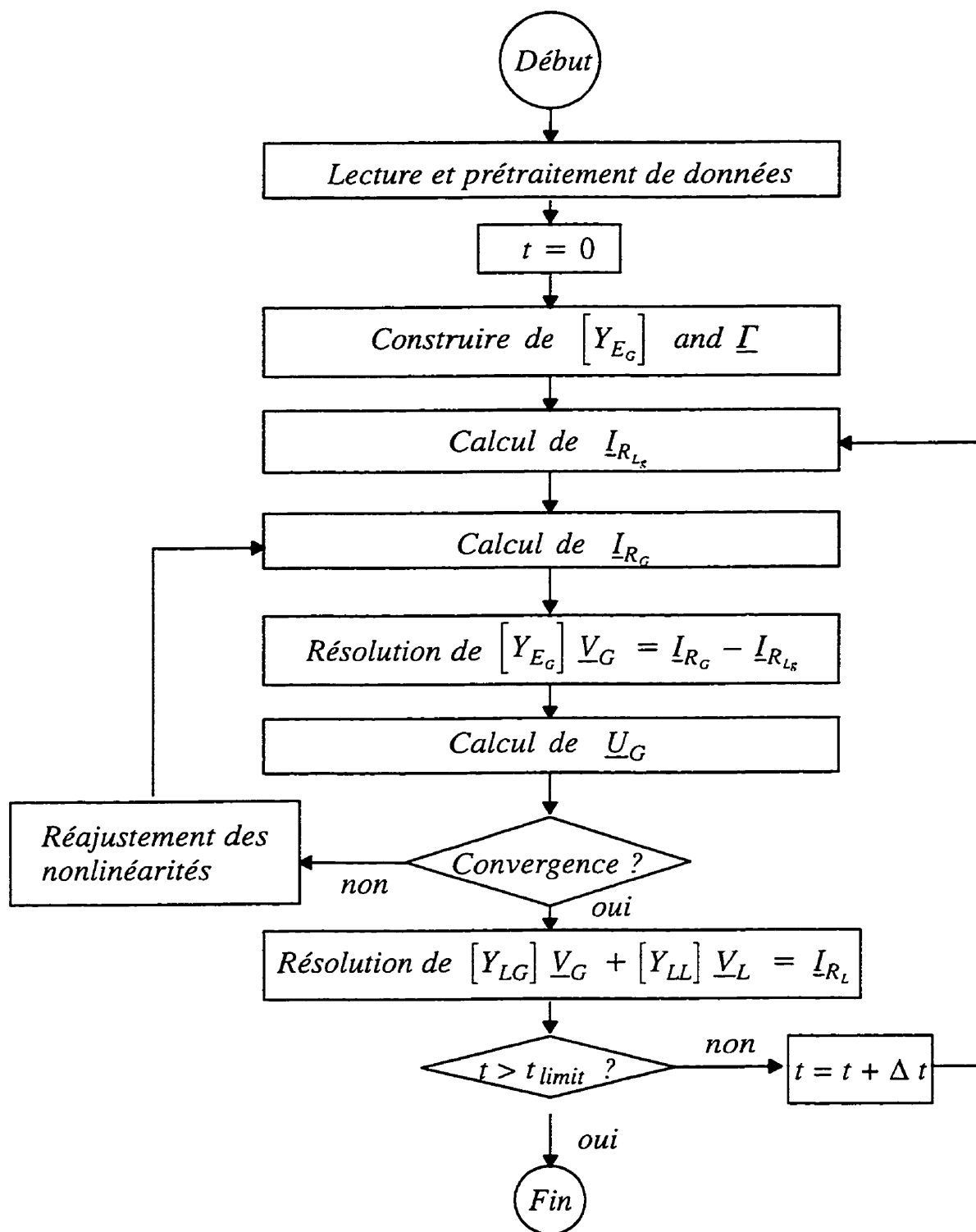


Figure 3.1 Organigramme simplifié du programme de stabilité transitoire à partir de l'approche système réduit et dense.

Avec cette approche proposée, le système algébrique à résoudre itérativement a été considérablement réduit si l'on compare au système initial. Le système ainsi réduit, équation (3-10), est de dimension n_g (nombre de générateurs) alors que le système initial, équation (3-3), est de dimension n (nombre total de noeuds). Par ailleurs, ce nouveau système réduit est dense; une comparaison utilisant le nombre total d'opérations arithmétiques ou le temps total mis par le calculateur numérique est nécessaire ici. De plus, la qualité des simulations par cette méthode pour différents types des charges nonlinéaires et pour différentes valeurs du pas d'intégration nécessite une analyse claire. Cet aspect du problème fera l'objet des sections suivantes de cet chapitre.

3.3 APPLICATION DU SYSTÈME DENSE ET RÉDUIT ÉQUIVALENT

La nouveauté dans cette méthode proposée réside dans le traitement des non-linéarités de la charge. Pour des charges linéaires, I_{RLg} est nulle et l'équation (3-10) devient

$$\begin{bmatrix} Y_{EG} \end{bmatrix} \underline{V}_G(t) = \underline{I}_{RG}(t) \quad (3-12)$$

qui est bien connue et trouvée dans [Anderson et Fouad, 1977] où les charges sont prises comme des admittances constantes ajoutées à la diagonale de la matrice d'admittances du réseau. Cependant, dans les cas des charges nonlinéaires, cette procédure ne peut être appliquée; les courants de charges sont alors calculés à chaque itération comme une fonction des tensions variables des charges en utilisant l'équation (1-5), en prévision de l'utilisation du système équivalent réduit; en d'autres termes l'identité des barres de charge doit être conservée.

L'approche proposée montre que les résidus de courant dus aux charges nonlinéaires peuvent être maintenus constants (inchangés) pendant les itérations et permettre par conséquent l'utilisation d'un système réduit équivalent dans le cas des charges nonlinéaires. La méthode a été éprouvée pour différents types de charge. De plus, différentes valeurs du pas d'intégration (Δt) ont été testées pour prouver la précision de l'algorithme ainsi proposé.

3.3.1 Impédance de charge constante

Dans la section 1.2.2, le modèle de charge, à la barre r était définie par:

$$\bar{S}_r(t) = P_{l_r}(t) + j Q_{l_r}(t) = P_{l_{r_0}} \left(\left| \frac{\bar{V}_r(t)}{\bar{V}_{r_0}} \right| \right)^\alpha + j Q_{l_{r_0}} \left(\left| \frac{\bar{V}_r(t)}{\bar{V}_{r_0}} \right| \right)^\beta \quad (3-13)$$

et l'impédance de charge peut être définie par

$$\bar{Y}_r(t) = \frac{\bar{I}_r(t)}{\bar{V}_r(t)} = \frac{(\bar{S}_r(t)/\bar{V}_r(t))^*}{\bar{V}_r(t)} = \frac{\bar{S}_r^*(t)}{\bar{V}_r(t)\bar{V}_r^*(t)} = \frac{\bar{S}_r^*(t)}{|\bar{V}_r(t)|^2} \quad (3-14)$$

En substituant \bar{S}_r , de l'équation (3-13) dans l'équation (3-14), on obtient

$$\bar{Y}_r(t) = \frac{P_{r_0}}{|\bar{V}_{r_0}|^\alpha} |\bar{V}_r(t)|^{(\alpha-2)} - j \frac{Q_{r_0}}{|\bar{V}_{r_0}|^\beta} |\bar{V}_r(t)|^{(\beta-2)} \quad (3-15)$$

pour $\alpha=\beta=2$, l'équation (3-15) devient

$$\bar{Y}_r(t) = \frac{P_{r_0}}{|\bar{V}_{r_0}|^2} - j \frac{Q_{r_0}}{|\bar{V}_{r_0}|^2} = \frac{\bar{S}_{r_0}^*}{|\bar{V}_{r_0}|^2} = \bar{Y}_{r_0} = \text{constante} \quad (3-16)$$

résultant d'une impédance constante de charge $\bar{Y}_r = \bar{Y}_{ro}$. La charge est dite linéaire du fait que le courant de charge ici est une fonction linéaire de la tension de charge.

$$\bar{I}_r(t) = \bar{Y}_r(t) \bar{V}_r(t) = \bar{Y}_{ro} \bar{V}_r(t) \quad (3-17)$$

Conséquemment, les résidus de courant dus à la nonlinéarité des charges sont nuls dans ce cas et le système réduit à résoudre à chaque itération est alors

$$\left[Y_{E_G} \right] \left[V_G(t) \right] = \left[I_{R_G}(t) \right] \quad (3-18)$$

La figure 3.2 montre les résultats obtenus pour le cas des charges linéaires (utilisant le système réduit) avec un pas de 0.5 cycle ($\Delta t = 0.5$ cycles). La perturbation est un court-circuit triphasé symétrique appliqué à la barre GEN 2 230 KV à l'instant 0.26666 (s). Le défaut est éliminé et la ligne reliant la barre GEN 2 230 KV et la barre STATION A 230 KV est ouverte à l'instant 0.36666 (s) soit un défaut de 6 cycles de durée. Cette figure présente l'angle interne de la machine et la vitesse mécanique des trois générateurs. Les simulations ainsi obtenues avec la nouvelle approche par comparaison à celles déduites du programme ST600 sont de bonne qualité. Pour le cas des charges d'impédance constante (charges linéaires), des bons résultats ont été expectés dans la mesure où les nonlinéarités de charge sont nulles et aucun problème de discontinuité ne s'est posé ici. L'utilisation de l'approche proposée avec des charges nonlinéaires est examinée dans la suite.

3.3.2 Courant de charge constant

En utilisant l'équation (3-13), le courant de charge à la barre r peut s'écrire

comme suit

$$\bar{I}_r(t) = \left(\frac{\bar{S}_r(t)}{\bar{V}_r(t)} \right)^* = \frac{P_{r_0}}{|\bar{V}_{r_0}|^\alpha} |\bar{V}_r(t)|^{(\alpha-1)} - j \frac{Q_{r_0}}{|\bar{V}_{r_0}|^\beta} |\bar{V}_r(t)|^{(\beta-1)} \quad (3-19)$$

où pour $\alpha=\beta=1$, on obtient un courant de charge constant:

$$\bar{I}_r(t) = \frac{P_{r_0}}{|\bar{V}_{r_0}|} - j \frac{Q_{r_0}}{|\bar{V}_{r_0}|} = \frac{\bar{S}_{r_0}^*}{|\bar{V}_{r_0}|} = \text{constante} \quad (3-20)$$

La figure 3.3 montre les résultats obtenus avec l'approche proposée avec un pas d'un cycle ($\Delta t=1$ cycle).

3.3.3 Charge à puissance constante

Il est clair qu'en posant $\alpha=\beta=0$, l'équation (3-13) devient

$$\bar{S}_r(t) = P_{r_0} + j Q_{r_0} = \bar{S}_{r_0} = \text{constante} \quad (3-21)$$

résultant d'une charge à puissance constante. La figure 3.4 montre les résultats dans le cas des charges à puissance constante avec l'approche proposée et avec un pas de deux cycles ($\Delta t=2$ cycles). De bon résultats de simulation sont obtenus même dans le cas des charges nonlinéaires (courant constant et puissance constante). Les résultats de simulation demeurent inchangés en gardant les nonlinéarités de charge pendant le processus itératif à l'exception bien entendu, mais très faiblement aux points de discontinuité. Le traitement des discontinuités est abordé dans la suite.

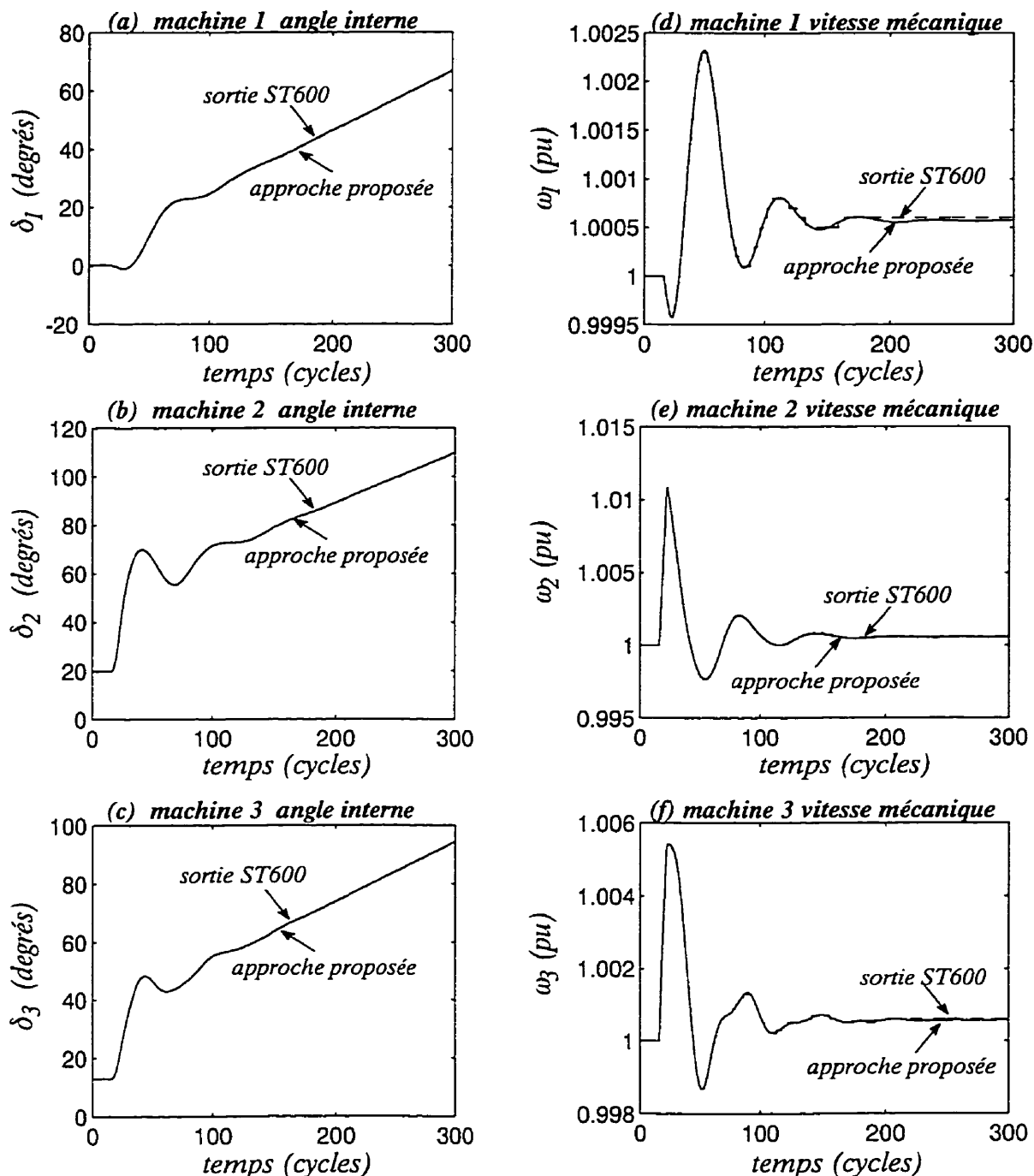


Figure 3.2 Résultats de simulation en stabilité transitoire par la méthode du Système Réduit Équivalent pour le réseau à neuf barres de WSCC avec des machines complexes, les **charges linéaires** et $\Delta t=0.5$ cycle: *a*, *b*, et *c* montrent les angles internes des machines; *d*, *e*, et *f* montrent les vitesses des machines GEN 1, GEN 2 et GEN 3 respectivement (— approche proposée — — ST600).

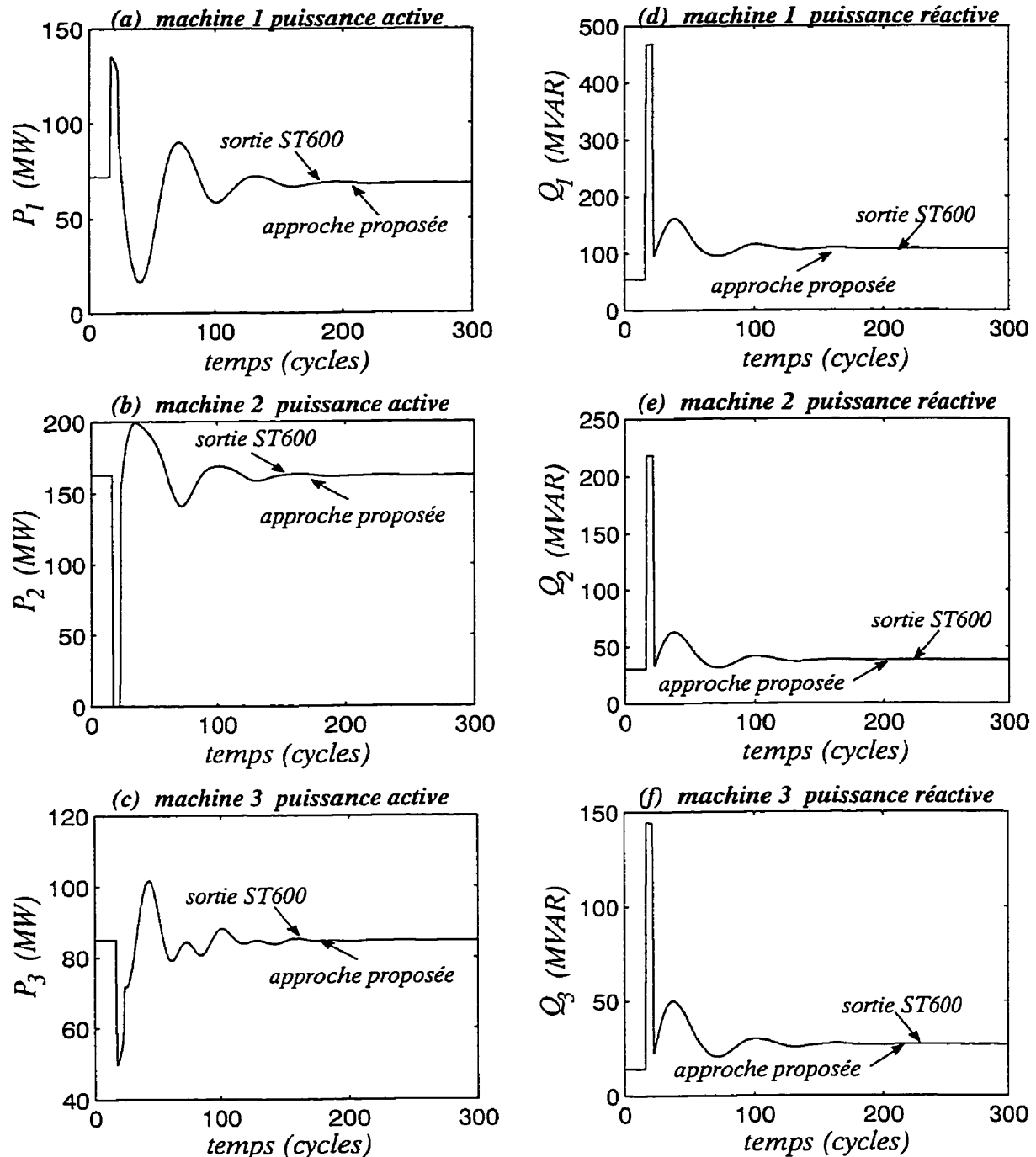


Figure 3.3 Résultats de simulation en stabilité transitoire par la méthode du Système Réduit Équivalent pour le réseau à neuf barres de WSCC avec des machines complexes, les **charges nonlinéaires (courant constant)** et $\Delta t = 1$ cycle: *a*, *b*, et *c* montrent la puissance active; *d*, *e*, et *f* montrent la puissance réactive de GEN 1, GEN 2 et GEN 3 respectivement (— approche proposée — ST600).

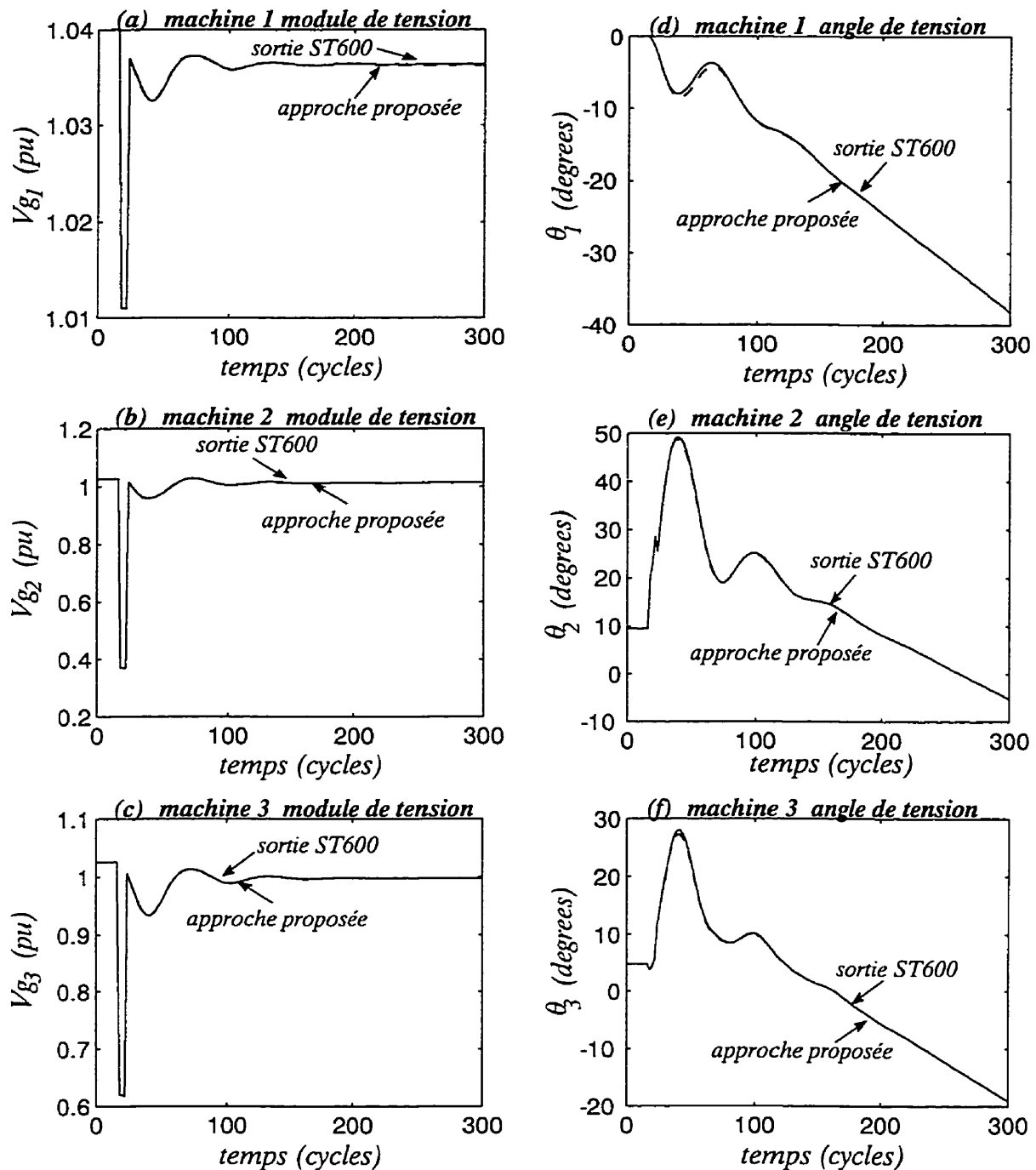


Figure 3.4 Résultats de simulation en stabilité transitoire par la méthode du Système Réduit Équivalent pour le réseau à neuf barres de WSCC avec des machines complexes, les charges nonlinéaires (puissance constante) et $\Delta t = 2$ cycles: a, b, et c montrent les modules de tension; d, e, et f montrent les angles de tension de GEN 1, GEN 2 et GEN 3 respectivement (— approche proposée — ST600).

3.4 TRAITEMENT DES DISCONTINUITÉS

Dans l'approche proposée, les résidus de courant dus à la nonlinéarité des charges sont mis à jour à chaque pas d'intégration et non à chaque itération. Pendant le processus itératif, ces résidus sont traités comme des constantes connues de l'itération précédente. Cette situation introduit certaines approximations à l'équation (3-10) qui est résolue itérativement à chaque pas d'intégration. Comme une fonction de temps, l'équation exacte est donnée par

$$\left[Y_{E_G} \right] \underline{V}_G(t) = \underline{I}_{R_G}(t) - \underline{I}_{R_{L_g}}(t) \quad (3-22)$$

en posant

$$\underline{I}_{R_{L_g}}(t) \approx \underline{I}_{R_{L_g}}(t-\Delta t) \quad (3-23)$$

alors l'équation (3-22) est approximée à

$$\left[Y_{E_G} \right] \underline{V}_G(t) \approx \underline{I}_{R_G}(t) - \underline{I}_{R_{L_g}}(t-\Delta t) \quad (3-24)$$

Les résultats montrent que cette approximation est valable et acceptable même pour un pas très grand et pour différents types de charges nonlinéaires. Par ailleurs, les approximations de l'équation (3-23) ne s'appliquent pas aux instants de discontinuité causant de petites perturbations numériques aux points de discontinuité telles qu'illustrées à la figure 3.5.

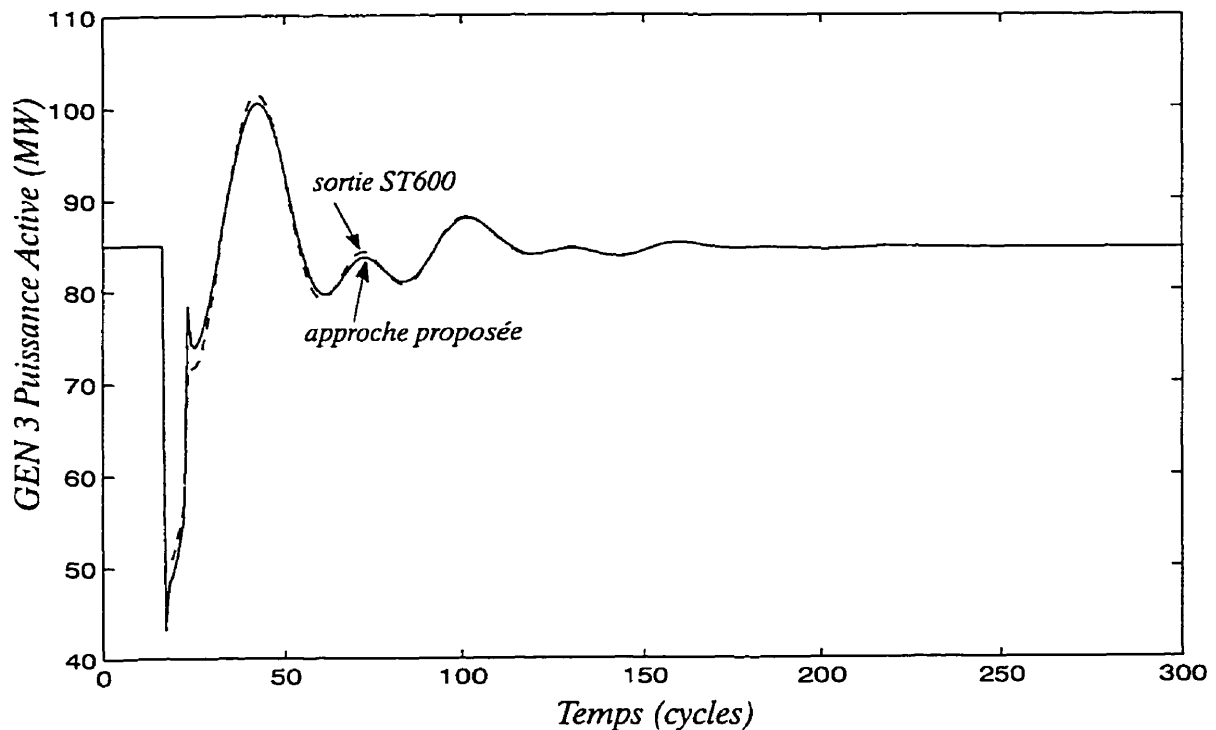


Figure 3.5 Effet des discontinuités sur l'approche du Système Réduit Équivalent proposé (— approche proposée — — ST600).

La figure 3.5 et les résultats de simulation pour différents types de charges non-linéaires et différentes valeurs du pas d'intégration (Δt) montrent que les discontinuités ne posent pas de sérieux problèmes avec l'approche du système réduit proposé, autrement dit elle ne débouche pas sur une instabilité numérique puisque le problème est corrigé de lui-même quelques cycles après l'apparition de la discontinuité. Toutefois pour s'assurer une stabilité numérique, le problème de discontinuité peut être résolu par les deux méthodes distinctes suivantes:

- 1) en utilisant le système complet initial, équation (3-3), aux instants de discontinuité ou
- 2) en utilisant le système réduit avec la procédure répétitive de résolution aux

instants de discontinuité, autrement dit après résolution de l'équation (3-5), obtenir de nouvelles valeurs de tensions de charge, mettre à jour les nonlinéarités de charges; le temps reste inchangé et l'équation (3-9) est résolue pour la solution la plus pertinente obtenue.

Ces deux méthodes de traitement des discontinuités ont l'avantage d'être simples et précises. En plus, elles n'influent pas sur le gain de l'approche proposée dans la mesure où la discontinuité intervient à quelques points seulement durant toute la séquence de simulation. La figure 3.6 montre les résultats de simulation obtenus où les discontinuités sont traitées en utilisant le système complet initial aux instants de discontinuité alors que la figure 3.7 illustre les résultats lorsque la procédure répétitive de résolution est utilisée pour traiter cette discontinuité.

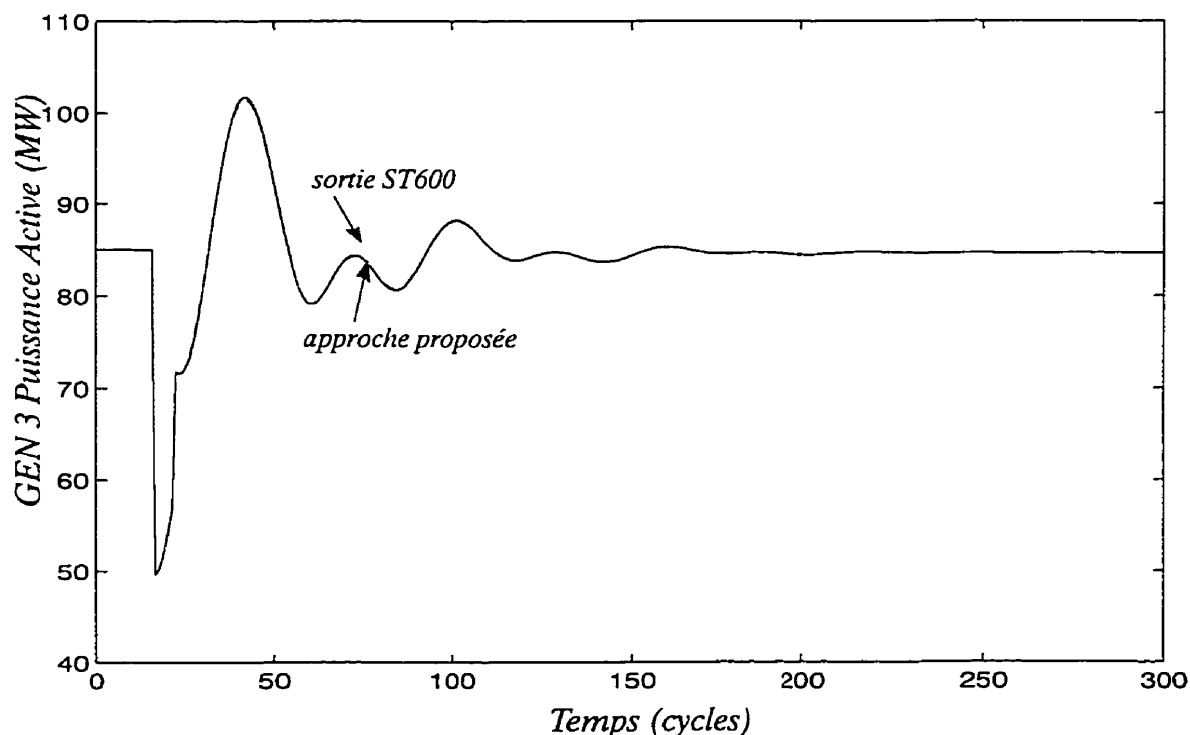


Figure 3.6 Traitement des discontinuités en utilisant le système complet initial aux moments de discontinuités (— approche proposée — — ST600).

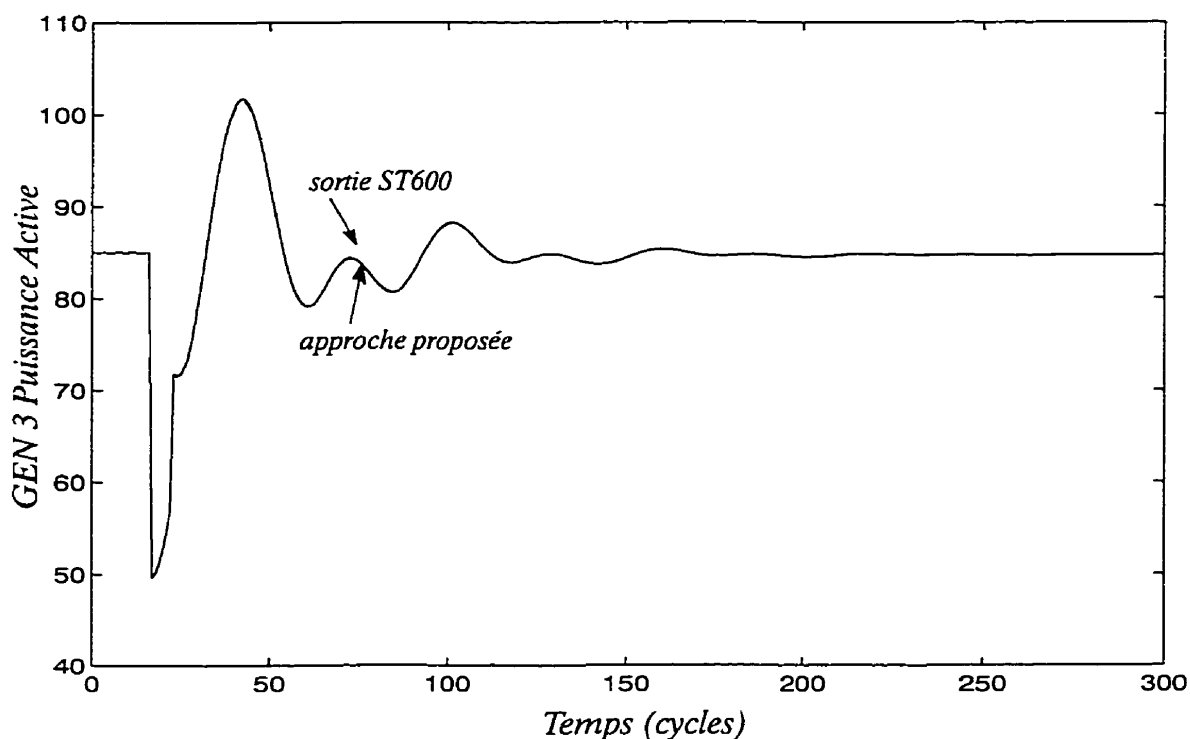


Figure 3.7 Traitement des discontinuités par la procédure répétitive de résolution (— approche proposée — — ST600).

3.5 LA RECHERCHE DE LIMITE À PARTIR DE L'APPROCHE PROPOSÉE

Dans l'analyse de la sécurité dynamique des réseaux électriques, la tâche importante est la détermination des limites de transfert de stabilité transitoire et à long terme [Fouad, 1988; Balu et al., 1992]. Une limite de transit, transitoire ou à long terme, est définie par Marceau [Marceau, 1993] comme étant la capacité maximale de transfert de puissance du réseau, ou une partie du réseau, en conformité avec sa capacité de soutenir une contingence normale spécifique, en tenant compte respectivement du critère de stabilité transitoire ou stabilité à long terme. De nos jours, la détermination de la limite de transfert est calculée lorsque le réseau et tout l'environnement de planification du réseau sont hors lignes. Cette analyse est classiquement faite par des experts utilisant des outils numériques de calcul d'écoulement de puissance et de simulation de stabilité transitoire. Très récemment, ont émergé

des logiciels qui assistent les planificateurs de réseaux électriques dans l'automatisation par ordinateur numérique des procédés très longs et qui sont critiques dans la détermination des limites de transit de stabilité transitoire et à long termes. Le but visé par ces logiciels est de rendre mécaniques les tâches de haut niveau qui font appel à plusieurs autres outils numériques et qui sont normalement faites manuellement par des experts. En fait, de tels logiciels donnent l'écoulement de puissance approprié et les simulations de stabilité transitoire (au moyen des logiciels commercialement disponibles), effectuent l'analyse des résultats, identifient et exécutent les modifications à l'entrée et répètent le processus jusqu'à ce que le but défini par l'utilisateur tel que la recherche des limites de transit de stabilité transitoire soit atteint. Le prototype de logiciel ELISA (Estimateur de Limites de Stabilité Automatisé), introduit par Marceau [Marceau, 1993] et utilisé par Hydro-Québec, effectue l'analyse de la sécurité dynamique du réseau dans l'environnement d'opération et de planification. ELISA mécanise des processus de routines mais complexes classiquement faits par des experts à l'aide de RP600 and ST600, le programme de calcul d'écoulement de puissance et le logiciel de stabilité transitoire développés et utilisés par Hydro-Québec. Ces processus sont essentiels dans l'analyse de la sécurité dynamique du réseau électrique et leur mécanisation accélère considérablement leur réalisation.

La détermination de la limite de sécurité vient directement d'une simple comparaison des différentes limites de transfert obtenues pour différentes contingences aux différents lieux, (i.e. la plus faible limite de transit est la limite de sécurité) [Marceau, 1993]. Ainsi, un point important d'un algorithme de stabilité transitoire est sa capacité d'être utilisé dans les processus de recherche de limite de stabilité. L'appro-

che proposée a donc été testée pour un tel usage et les résultats obtenus conduisent aux mêmes limites de transfert que celles obtenues par ELISA dans les mêmes tolérances.

Pour chercher une limite de transfert de stabilité transitoire on fait des simulations de stabilité transitoire de la même contingence (type de défaut et lieu de défaut) pour différents valeurs de transfert de puissance de la pré-contingence. Ceci se fait en variant les dispatching des stations de génération qui injectent la puissance, et la valeur de la charge est modifiée également. La figure 3.8 illustre les résultats de recherche de limite de stabilité transitoire où la tension (en p.u.) exprimée en fonction de temps à la STATION A 230 KV est présentée. Chaque courbe de tension correspond à la simulation de la stabilité transitoire pour un transit de puissance en régime permanent initial différent. Les cas sont fournis suivant une stratégie de recherche binaire par ELISA dans l'ordre chronologique suivant:

- 1) *cas de base*
- 2) *cas de base + 20 MW*
- 3) *cas de base + 40 MW*
- 4) *cas de base + 60 MW*
- 5) *cas de base + 50 MW*
- 6) *cas de base + 55 MW*
- 7) *cas de base + 52 MW*
- 8) *cas de base + 51 MW*

La contingence appliquée est un défaut triphasé de 6 cycles de durée appliqué à la barre GEN 2 230 KV et ainsi par une perte de ligne à la station STATION A 230 KV.

Le cas de base fourni le dispatching de GEN 2 à 163 MW et la charge à STATION A à 125 MW. Ayant établi que le cas de base est stable, la génération et la charge ont été ensemble augmentées d'un pas de 20 MW jusqu'à ce qu'un cas instable soit atteint. Ayant trouvé un cas stable et un cas instable à 20 MW l'un de l'autre, l'utilisation de la stratégie de recherche binaire conseille à l'utilisateur de prendre la moitié entre les deux points. Le processus continue jusqu'à ce qu'un niveau acceptable de précision (1 MW pour ce petit système correspondant à 2% de la limite de transfert) soit atteint entre le cas stable et le cas instable. À ce moment, le processus est interrompu terminant ainsi la recherche de limite. Par une inspection visuelle des formes de tension près de la station de plus importante puissance sur ce réseau, l'on peut voir que le dernier cas (cas de base+51 MW) possède le plus grand transit de puissance qui dépasse le critère de stabilité. La figure 3.8-a présente les résultats obtenus par ELISA alors que la figure 3.8-b illustre les résultats de la recherche de limite obtenus de MATLAB à partir de l'approche proposée. L'obtention de la même limite de transit de la stabilité par les deux méthodes démontre en fait la capacité de l'approche proposée d'être utilisée efficacement dans un processus de recherche de limite, montrant de bonnes performances et de bonnes qualités de simulation même dans les cas où le transit de puissance est près de la limite.

Un autre test a été appliqué à l'approche proposée où ses performances pour les cas de génération éloignée (longue lignes de transport) sont examinées. La figure 3.9 montre les résultats pour une autre recherche de limite de transfert sur le réseau WSCC à 9 barres où la distance entre GEN 2 et les charges, à STATION A et STATION B, est augmentée dans un facteur de 3. Une fois encore la même limite est obtenue.

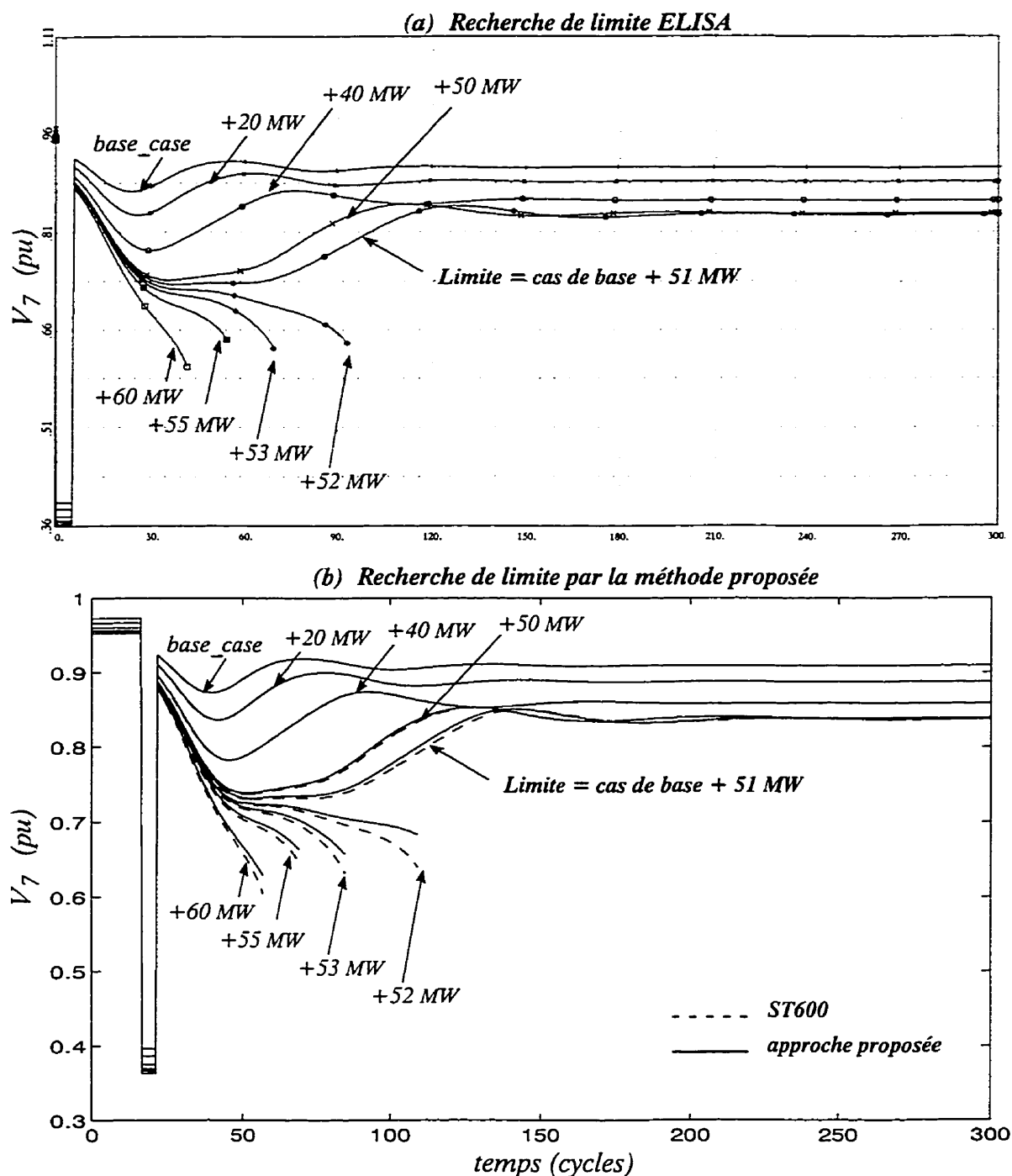


Figure 3.8 Recherche de limite utilisant l'approche du Système Réduit Équivalent pour le réseau à 9 barres de la WSCC avec modèles détaillés des machines, des charges nonlinéaires (puissance constante) et $\Delta t=0.5$ cycles: a) niveau de tension à la barre 7 obtenu par la recherche de limite à partir de ELISA, b) niveau de tension à la barre 7 obtenu par la recherche de limite à partir de l'approche proposée et confirmée à ST600.

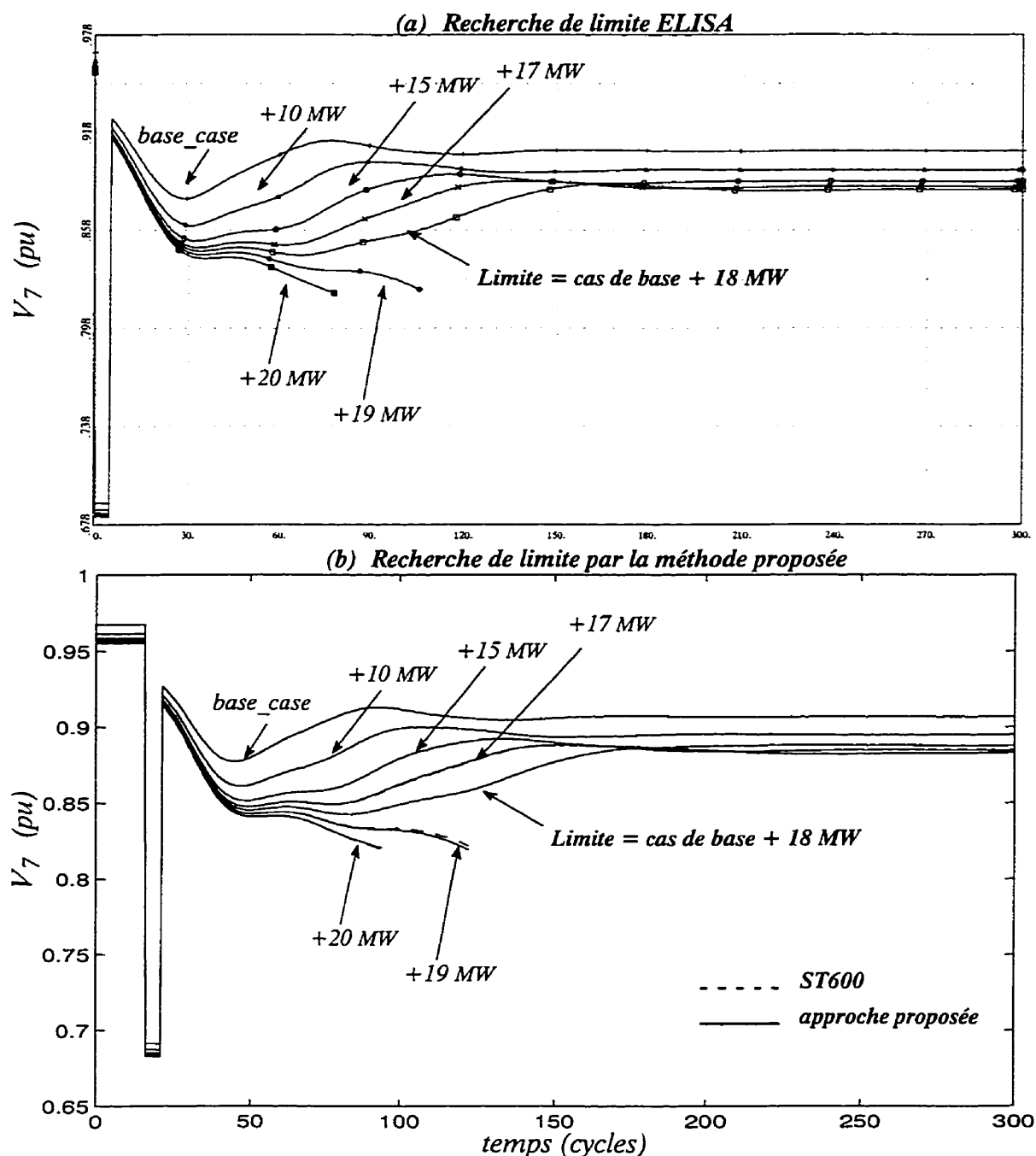


Figure 3.9 Recherche de limite (dans le cas d'un accroissement de l'impédance de ligne) par la méthode du Système Réduit Équivalent pour le réseau à 9 barres de la WSCC avec modèles détaillés des machines, **des charges nonlinéaires (courant constant)** et $\Delta t = 0.5$ cycles: *a*) niveau de tension à la barre 7 obtenu par la recherche de limite à partir de ELISA, *b*) niveau de tension à la barre 7 obtenu par la recherche de limite à partir de l'approche proposée et conformée à ST600.

3.6 LE GAIN

Il a été montré que l'approche proposée du système réduit est très précise en ce qui trait à la qualité des simulations obtenues pour différents types de charges nonlinéaires et pour différentes valeurs du pas d'intégration lorsque celle-ci est comparée aux résultats obtenus de ST600. Par ailleurs, l'avantage de l'utilisation de la méthode ainsi proposée réside dans le nombre en principe réduit d'opérations arithmétiques nécessaires à chaque itération dans la résolution de l'équation (3-10) comparée à la méthode utilisant le système complet initial régi par l'équation (3-3). Dans cette dernière approche, deux cas doivent être examinés:

- 1) celui utilisant l'inversion matricielle pour résoudre les équations (3-3) et (3-10)
- 2) et celui utilisant la technique de la factorisation LDU en résolvant ces deux dernières équations.

Dans le cas de la factorisation LDU, le gain de la méthode proposée est estimé au moyen des méthodes reconnues pratiques dans la détermination des nombres d'opérations arithmétiques nécessaires et de la complexité de calcul dans l'étude des réseaux d'énergie électrique tels que définis par Alvarado [Alvarado, 1976].

3.6.1 Gain de l'approche proposée avec inversion matricielle

L'équation (3-3) représente la problématique de l'écoulement de puissance

dans l'étude de la stabilité transitoire. À chaque pas d'intégration, cette équation est résolue itérativement et les tensions aux barres sont obtenues par

$$\underline{V}(t) = [\underline{Y}_E]^{-1} \underline{I}_R(t) \quad (3-25)$$

où $[\underline{Y}_E]^{-1}$ est une matrice pleine d'ordre $2n \times 2n$ représentant la matrice inverse de la matrice d'admittance du système. En admettant que cette matrice inverse est connue (calculée), le nombre d'opérations arithmétiques nécessaires à chaque itération pour obtenir les tensions de barre est défini par

$$m_1 = (4n^2) \quad \text{multiplications / itération} \quad (3-26)$$

D'autre part, en utilisant le système réduit, l'équation (3-10) donne

$$\underline{V}_G(t) = [\underline{Y}_{E_G}]^{-1} [\underline{I}_{R_G}(t) - \underline{I}_{R_{LG}}(t)] \quad (3-27)$$

où la dimension du système ici est $2n_g$, et où le nombre d'opérations arithmétiques nécessaires à chaque itération est dans ce cas

$$m_2 = (4n_g^2) \quad \text{multiplications / itération} \quad (3-28)$$

En plus, l'approche du système réduit nécessite les $(4n_g n_L)$ multiplications pour construire le vecteur $\underline{I}_{R_{LG}}$ avant le début des itérations, l'équation (3-11), et $4nn_L$ multiplications pour corriger les tensions de barres ne comportant pas de machines lorsque la convergence est atteinte, équation (3-4). Le nombre total de multiplica-

tions nécessaires par pas d'intégration pour l'approche proposée est donc:

$$\begin{aligned} M_2 &= n_{i_2} m_2 + 4n_g n_l + 4nn_l \text{ multiplications/pas} \\ &= n_{i_2} (4n_g^2) + 4n_g n_l + 4nn_l \text{ multiplications/pas} \end{aligned} \quad (3-29)$$

Pour le système initial complet, le nombre total de multiplications par pas d'intégration est

$$\begin{aligned} M_1 &= n_{i_1} m_1 \text{ multiplications/pas} \\ &= n_{i_1} (4n^2) \text{ multiplications/pas} \end{aligned} \quad (3-30)$$

où n_{i_1} et n_{i_2} sont respectivement le nombre d'itérations nécessaires pour le système complet et pour le système réduit.

L'avantage de l'utilisation du système réduit peut maintenant être mesuré au moyen du gain obtenu sur les multiplications nécessaires par pas d'intégration comparées à celles calculées du système complet initial, autrement dit

$$G = \frac{M_1}{M_2} = \frac{n_{i_1} m_1}{n_{i_2} m_2 + 4n_g n_l + 4nn_l} = \frac{n_{i_1} (4n^2)}{n_{i_2} 4n_g^2 + 4n_g n_l + 4nn_l} \quad (3-31)$$

où n est le nombre total de barres du système, n_g est le nombre de barres de génération et n_l est le nombre des autres barres restantes du système (barres de non génération)

$$n_l = n - n_g \quad \text{nombre de barres de non-génération} \quad (3-32)$$

L'équation (3-31) montre que le gain de l'approche proposée dépend de la dimension du système, du nombre de barres de générations et du nombre d'itérations. Les résultats montrent que le nombre d'itérations n'a pas augmenté et sont dans ces conditions considérées égales; on a donc

$$n_{i_1} = n_{i_2} = n_i \quad \text{itérations / pas}$$

donnant

$$G = \frac{n_i(4n^2)}{n_i 4n_g^2 + 4n_g n_l + 4n n_l} \quad (3-33)$$

Pour le système à 9 barres, 3 générateurs et une moyenne de 5 itérations à chaque pas d'intégration, le gain obtenu est de

$$G = \frac{5 \times 4 \times (9)^2}{5 \times 4 \times (3)^2 + 4 \times 3 \times 6 + 4 \times 9 \times 6} = 3.46$$

Pour un système à 1000 barres avec 100 générateurs et une moyenne de 5 itérations à chaque pas d'intégration, le gain obtenu est de

$$G = \frac{5 \times 4 \times (1000)^2}{5 \times 4 \times (100)^2 + 4 \times 100 \times 900 + 4 \times 1000 \times 900} = 4.8 \quad (3-34)$$

Mais normalement, les réseaux d'énergie sont très dispersés et l'inversion matricielle est rarement utilisée. Les techniques appropriées sont alors employées pour résoudre l'équation (3-3), spécialement la méthode de factorisation LDU. Ici le gain est différent, comme il sera montré par la suite.

3.6.2 Gain de l'approche proposée avec utilisation de la factorisation LDU

Du fait que les réseaux d'énergie soient dispersés, la méthode de factorisation LDU est utilisée avec succès dans la résolution de tels systèmes, l'équation (3-3)

$$[Y_e] \underline{V}(t) = \underline{I}_R(t) \quad (3-35)$$

Le nombre de multiplications par itération nécessaires pour résoudre l'équation (3-35) utilisant la technique de factorisation LDU est donné par [Alvarado, 1976]

$$m'_1 = (2\hat{\tau}_u + n) \quad \text{multiplications / itération} \quad (3-36)$$

où n est la dimension du système et $\hat{\tau}_u$ est le nombre d'entrées non nulles de la matrice triangulaire haute de Y_e , après réorganisation, et il est donné par

$$\hat{\tau}_u = 2\tau_u \quad (3-37)$$

τ_u est le nombre d'entrées non nulles de la matrice triangulaire haute de $[Y_e]$, avant réorganisation, et il est défini par

$$\tau_u = \lambda n \quad (3-38)$$

n est toujours la dimension du système (dimension de $[Y_e]$) et λ est une constante illustrant la connectivité du système et peut prendre toute valeur comprise entre 1.2 et 1.7.

$$\begin{aligned}
 \lambda &= 1.2 \quad \text{pour un système non dense} \\
 \lambda &= 1.7 \quad \text{pour un système dense}
 \end{aligned}
 \tag{3-39}$$

Le nombre de multiplications devient alors

$$\begin{aligned}
 m'_1 &= 2\hat{\tau}_u + n = 2(2\tau) + n \quad \text{multiplications/itération} \\
 &= 4\lambda n + n = (4\lambda + 1)n \quad \text{multiplications/itération}
 \end{aligned}
 \tag{3-40}$$

pour une valeur moyenne de λ égale à 1.5, le nombre de multiplications par itération utilisant la factorisation LDU est donné par

$$m'_1 = (4\lambda + 1)n = (4 \times 1.5 + 1)n = 7n \quad \text{multiplications/iteration} \tag{3-41}$$

et le nombre de multiplication par pas d'intégration est défini par

$$\begin{aligned}
 M'_1 &= n_i m'_1 \quad \text{multiplications/pas} \\
 &= n_i (7n) \quad \text{multiplications/pas}
 \end{aligned}
 \tag{3-42}$$

Il est clair que pour le système dispersé initial le nombre de multiplications par pas d'intégration a été réduit considérablement en utilisant la factorisation LDU, de $4n_i n^2$ à $7n_i n$ multiplications par pas d'intégration. Cependant dans l'approche du système proposé, la technique de factorisation LDU est moins utilisée parce que le système est plein (non dispersé), voir l'équation (3-6); il n'est donc pas avantageux d'appliquer les techniques de dispersion ici. Comme résultat, il n'y a pas eu de modification dans l'évaluation du nombre de multiplications dans ce cas.

$$M'_2 = M_2 = n_{i_2}(4n_g^2) + 4n_g n_l + 4nn_l \text{ multiplications/pas} \quad (3-43)$$

et le gain de l'approche proposée avec l'utilisation de la factorisation LDU est

$$G' = \frac{M'_1}{M'_2} = \frac{n_i(7n)}{n_i 4n_g^2 + 4n_g n_l + 4nn_l} \quad (3-44)$$

Pour le système à 9 barres et 3 générateurs avec une moyenne de 5 itérations par pas d'intégration comme précédemment, le gain est de

$$G' = \frac{5 \times 7 \times (9)}{5 \times 4 \times (3)^2 + 4 \times 3 \times 6 + 4 \times 9 \times 6} = 0.85$$

Pour le système à 1000 barres et 100 générateurs avec une moyenne de 5 itérations par pas d'intégration, le gain est de

$$G' = \frac{5 \times 7 \times (1000)}{5 \times 4 \times (100)^2 + 4 \times 100 \times 900 + 4 \times 1000 \times 900} = 0.0084 \quad (3-45)$$

En fait, il n'y a pas de gain et cette approche apparaît donc moins pertinente lorsque les techniques de dispersions sont utilisées. Cependant, cette méthode peut s'accommoder parfaitement dans le traitement parallèle où la méthode de factorisation LDU éprouve quelques difficultés et où l'inversion de matrices pourrait être utilisée à défaut. La résolution par la factorisation LDU nécessite plusieurs opérations

telles l'organisation en ordre optimal du système, la factorisation et les méthodes connues de substitution [EPRI, 1977]. La procédure de substitution inverse nécessite des solutions séquentielles; en d'autres termes, pour un système à n variables (x_1, x_1, \dots, x_{n-1} , et x_n), la détermination de x_{n-1} nécessite la connaissance de x_n , soit

$$\begin{aligned} x_{n-1} &= f(x_n) \\ x_{n-2} &= f(x_{n-1}) \\ &\vdots \\ x_1 &= f(x_2) \end{aligned} \tag{3-46}$$

et conséquemment, la solution complète nécessite n étapes séquentielles n'admettant pas une résolution parallèle (simultanée et indépendante) des équations, même si un nombre suffisant de processeurs est utilisé. Quelques efforts ont été faits dans la réduction du nombre d'étapes séquentielles et dans l'application du traitement parallèle [Montagna et al., 1995; Montagna et al., 1996; Vuong et al., 1996]. Mais une résolution parallèle à 100% avec la factorisation LDU demeure impossible.

Par ailleurs, la résolution par la matrice inverse peut être obtenue en une seule étape; dans cette condition, elle est particulièrement pratique pour le traitement parallèle (i.e. les éléments du vecteur de tension \underline{V}_G dans (3-27) peuvent être simultanément calculer si un nombre suffisant de processeurs est utilisé). Dans ce cas, l'approche du système réduit proposée a un avantage et un gain de l'ordre de 5 fois pour un système de 1000 barres, comme présenté à la section 3.6.1.

3.7 CONCLUSION

Un nouvel algorithme pour la simulation de la stabilité transitoire a été introduit. Utilisant l'approche simultanée implicite, le système algébrique à résoudre de manière itérative à chaque pas d'intégration pendant la simulation de la stabilité transitoire a été considérablement réduit si l'on le compare au système initial. Conséquemment, la vitesse de simulation se trouve ainsi réduite. Les méthodes de réduction appliquées en stabilité transitoire ont été élaborées seulement dans le cas des charges linéaires qui sont alors considérées comme des admittances constantes ajoutées à la diagonale de la matrice d'admittance du réseau. Avec l'algorithme proposé, l'approche du système réduit équivalent est élargie sans problèmes aux différents types de charges non linéaires utilisés. Cette nouvelle approche est efficace, résultant en une bonne qualité de simulation comparée à ST600 pour différents types de charges non linéaires et différentes valeurs du pas d'intégration. Cependant, le système réduit équivalent obtenu est dense et ne peut être pratique dans les techniques de dispersion utilisées dans l'étude des réseaux d'énergie électrique. En fait, cette approche est moins efficace lorsque les techniques de dispersion interviennent dans l'analyse. Cependant, l'algorithme proposé est très approprié pour le traitement parallèle et dans les simulations de stabilité transitoire où les techniques de dispersion éprouvent des difficultés et où l'inversion de matrice doit être utilisée pour une résolution répétitive de l'équation d'écoulement de puissance pendant la simulation de la stabilité transitoire. Toutefois, la limitation constatée de la méthode ainsi proposée s'ouvre à une autre approche telle que proposée dans le prochain chapitre.

CHAPITRE 4

UN SYSTÈME RÉDUIT ET CREUSE POUR LES SIMULATIONS EN STABILITÉ TRANSITOIRE

4.1 INTRODUCTION

Au chapitre 3, un nouvel algorithme pour l'analyse de la stabilité transitoire a été proposé. Basé sur la réduction du système à analyser, cet algorithme résulte en moins d'opérations arithmétiques; conséquemment il permet d'accroître la vitesse des simulations. Par ailleurs, le système réduit équivalent introduit au chapitre 3 est dense et ne peut donc profiter de l'utilisation des techniques d'analyse éparses fréquentes dans l'étude des réseaux électriques. Dans ce chapitre, un autre algorithme basé sur la réduction du système est proposé. Cet algorithme inclut les méthodes éparses citées précédemment qui permettent alors d'utiliser les techniques habituelles de calcul des matrices creuses. Avec ces algorithmes, le nombre d'opérations arithmétiques est considérablement réduit même avec l'application de la factorisation LDU. En prenant comme exemple d'application le réseau à 9 barres de WSCC avec des modèles complets de machines, nous montrons que cette nouvelle approche associée à différents types de charges nonlinéaires et pour des valeurs différentes du pas d'intégration (Δt), est précise et donne des résultats de simulations forts intéressants comparée à ST600. Ici encore, le nombre d'opérations arithmétiques estimées par pas est utilisé pour évaluer le gain et apprécier les avantages de l'approche pro-

posée. On constate alors que comparativement à d'autres méthodes d'analyse, cette technique permet de réduire considérablement le temps de simulation.

4.2 APPROCHE DU SYSTÈME ÉPARS RÉDUIT

Avec cette approche, le système est réduit tout en préservant son caractère éparé; ceci permet alors d'inclure dans l'analyse les techniques appropriées aux matrices creuses. L'équation d'écoulement de puissance à résoudre itérativement à chaque pas d'intégration est définie par

$$[Y] + [Y_L] + [Y_G] \underline{V}(t) = \underline{I}_R(t) \quad (4-1)$$

ou de manière équivalente

$$[Y_E] \underline{V}(t) = \underline{I}_R(t) \quad (4-2)$$

En organisant les barres du réseau en noeuds de générations et noeuds de non génération, on obtient

$$\begin{array}{c} n_g \\ \{ \end{array} \left[\begin{array}{cc|c} \overbrace{[Y_{GG}]}^{n_g} & \overbrace{[Y_{GL}]}^{n_l} & \underline{V}_G(t) \\ \hline & & \vdots \\ \underbrace{[Y_{LG}]}_{n_l} & \underbrace{[Y_{LL}]}_{n_l} & \underline{V}_L(t) \end{array} \right] = \begin{array}{c} \left[\begin{array}{c} \underline{I}_{R_G}(t) \\ \vdots \\ \underline{I}_{R_L}(t) \end{array} \right] \end{array} \left. \begin{array}{c} \} n_g \\ \} n_l \end{array} \right. \quad (4-3)$$

où n_g est le nombre de barres de génération et n_l est le nombre de noeuds de non génération, \underline{V}_G a la dimension $(n_g \times 1)$ et représente les tensions des générateurs, et \underline{V}_L de dimension $(n_l \times 1)$ définit les tensions aux noeuds de non génération. \underline{I}_{R_G} est un

vecteur courant représentant les nonlinéarités des générateurs et \underline{I}_{RL} est un vecteur des courants résidus dus aux charges nonlinéaires. Les noeuds qui ne sont ni de génération ni de charges sont considérés comme des barres de charge nulle.

L'éclatement de l'équation (4-3) donne

$$[Y_{GG}] \underline{V}_G(t) + [Y_{GL}] \underline{V}_L(t) = \underline{I}_{R_G}(t) \quad (4-4)$$

et

$$[Y_{LG}] \underline{V}_G(t) + [Y_{LL}] \underline{V}_L(t) = \underline{I}_{R_L}(t) \quad (4-5)$$

L'idée de cette approche s'appuie sur une valeur prédite de \underline{V}_L et la résolution itérative de (4-4) pour \underline{V}_G . Lorsque la convergence est atteinte et les itérations sont terminées, une correction de \underline{V}_L est obtenue en utilisant l'équation (4-5). Comme dans la première approche, le vecteur de courant résiduel dû aux charges nonlinéaires est supposé connu du dernier pas d'intégration. Sous ces conditions, le système à résoudre itérativement est représenté par

$$[Y_{GG}] \underline{V}_G(t) = \underline{I}_{R_G}(t) - \underline{\gamma}(t) \quad (4-6)$$

où $\underline{\gamma}$ est un vecteur considéré constant pendant la procédure itérative et défini par

$$\underline{\gamma} = [Y_{GL}] \tilde{\underline{V}}_L(t) \quad (4-7)$$

$\tilde{\underline{V}}_L$ est le vecteur représentant les valeurs prédites des tensions des noeuds de non génération. La Figure 4.1 montre l'organigramme de cette approche. Vue l'importance de cette étape, la prédiction de tension sera examinée en détail dans la section suivante.

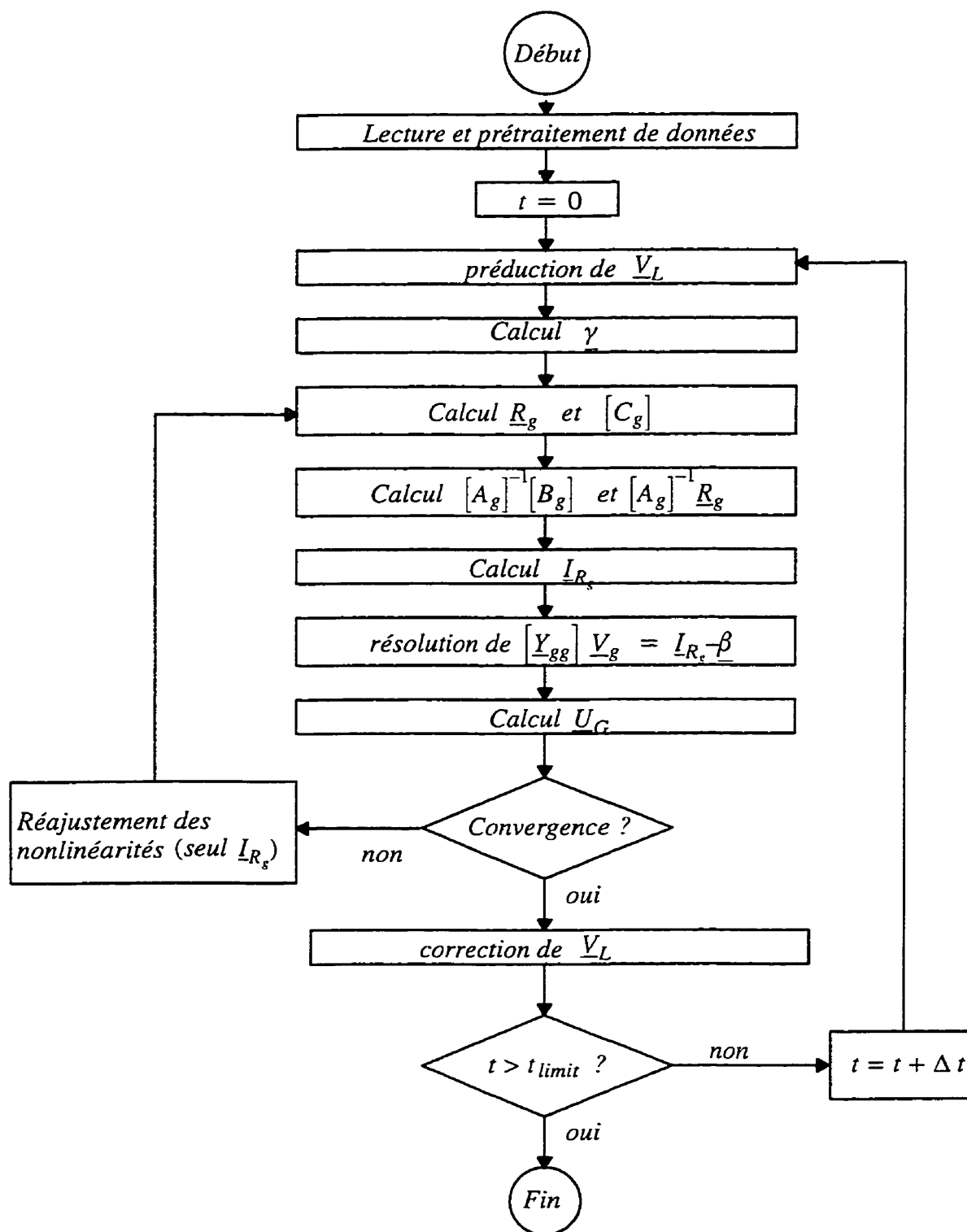


Figure 4.1 Organigramme simplifié du programme de stabilité transitoire à partir de l'approche système réduit creux.

4.3 PRÉDICTION DE TENSION

La résolution de (4-4) avec \underline{V}_G comme inconnue, nécessite la valeur prédite de \underline{V}_L . Dans le cadre de ce travail, différents types de prédicteurs notamment linéaires, quadratiques, cubiques et des prédicteurs à réseau de neurones ont été examinés. Le prédicteur linéaire s'est avéré plus stable, précis et plus approprié pour cette étude. En plus, il est plus simple à implanter et prend par conséquent moins d'analyse et de calcul comparé à d'autres. Les tensions de noeuds de non génération à l'instant $(t+\Delta t)$ dans l'estimation linéaire sont définie par

$$\underline{\tilde{V}}_L(t + \Delta t) = \underline{V}_L(t) + [\underline{V}_L(t) - \underline{V}_L(t - \Delta t)] = 2\underline{V}_L(t) - \underline{V}_L(t - \Delta t) \quad (4-8)$$

où Δt est le pas d'intégration et \underline{V}_L est un vecteur réel contenant les parties réelles et imaginaires des vecteurs complexes de tensions aux barres de non génération.

Par ailleurs, on peut montrer qu'il n'est pas nécessaire que toutes les tensions des barres de non génération soient prédites. La prédiction de quelques unes d'entre elles suffit largement. En effet, seules les tensions des barres qui sont directement connectées aux noeuds de génération doivent être connues dans le but de résoudre l'équation (4-4). Ceci s'explique par le fait qu'en pratique et dans un réseau d'énergie électrique réel, chaque générateur est connecté au réseau à partir d'un transformateur; en d'autres termes, chaque générateur est connecté seulement à une et à une seule barre du réseau. Le système de WSCC à 9 barres de la Figure 2.2 peut être utilisé comme exemple d'application pour clarifier cette idée.

La matrice d'admittance complexe du réseau d'essai WSCC à 9 barres est donnée par

$$[Y] = \begin{bmatrix} x & 0 & 0 & x & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & x & 0 & 0 & x & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & x & 0 & 0 & x & 0 & 0 & 0 \\ x & 0 & 0 & x & 0 & 0 & x & 0 & x \\ 0 & x & 0 & 0 & x & 0 & x & x & 0 \\ 0 & 0 & x & 0 & 0 & x & 0 & x & x \\ 0 & 0 & 0 & x & x & 0 & x & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & x & x & 0 & x & 0 \\ 0 & 0 & 0 & x & 0 & x & 0 & 0 & x \end{bmatrix} \quad (4-9)$$

où x représente un élément non nul de la matrice $[Y]$. Par ailleurs $[Y_L]$ et $[Y_G]$ sont toutes deux des matrices d'admittance diagonales représentant les charges et les générateurs. Conséquemment, la matrice d'admittance du système $[Y_E]$ de (4-2) a la même structure que $[Y]$. Elle est définie par

$$[Y_E] = [Y] + [Y_L] + [Y_G] = \begin{bmatrix} x & 0 & 0 & x & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & x & 0 & 0 & x & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & x & 0 & 0 & x & 0 & 0 & 0 \\ x & 0 & 0 & x & 0 & 0 & x & 0 & x \\ 0 & x & 0 & 0 & x & 0 & x & x & 0 \\ 0 & 0 & x & 0 & 0 & x & 0 & x & x \\ 0 & 0 & 0 & x & x & 0 & x & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & x & x & 0 & x & 0 \\ 0 & 0 & 0 & x & 0 & x & 0 & 0 & x \end{bmatrix} \quad (4-10)$$

ce qui donne

$$[Y_{G_L}] = \begin{bmatrix} x & 0 & 0 & | & 0 & 0 & 0 \\ 0 & x & 0 & | & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & x & | & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4-11)$$

résultant en

$$\underline{\gamma}(t) = [Y_{GL}] \bar{\underline{V}}_L(t) = \begin{bmatrix} x \\ x \\ x \end{bmatrix} \quad (4-12)$$

ce qui montre que seuls n_g éléments de \underline{V}_L sont nécessaires; les autres éléments sont multipliés par zéro et n'ont aucune influence sur la détermination de $\underline{\gamma}$. Seules les tensions des noeuds connectés aux barres de génération doivent être prédites comme nous l'avons indiqué précédemment.

4.4 APPLICATION ET RÉSULTATS

L'algorithme proposé a été appliqué au système d'essai WSCC à 9 barres et expérimenté sur plusieurs cas où différents types de modèles détaillés de générateurs, de systèmes d'excitation statique, de stabilisateurs de réseau, de turbines et de charges nonlinéaires ont été utilisés. De plus, l'utilisation des valeurs différentes du pas d'intégration Δt a été examinée et les résultats obtenus comparés à ceux de ST600. Les figures 4.1, 4.2 et 4.3 montrent les résultats obtenus de la présente méthode (le Système Réduit Creux) dans les cas des machines détaillées, des charges non linéaires, (à courant constant) et pour un demi cycle de période d'échantillonnage ($\Delta t=0.5$ cycle). La perturbation est un court-circuit triphasé appliqué à la barre GEN 2 230 KV à l'instant 0.26666 secondes. Le défaut est corrigé et la ligne allant de la barre GEN 2 230 KV à la barre STATION A 230 KV est ouverte à l'instant 0.36666 secondes, de durée donc 6 cycles. De meilleurs résultats sont obtenus de cette méthode sauf dans le cas où une grande valeur du pas Δt est utilisée où une faible erreur constante est introduite. Nous aborderons ce problème ultérieurement.

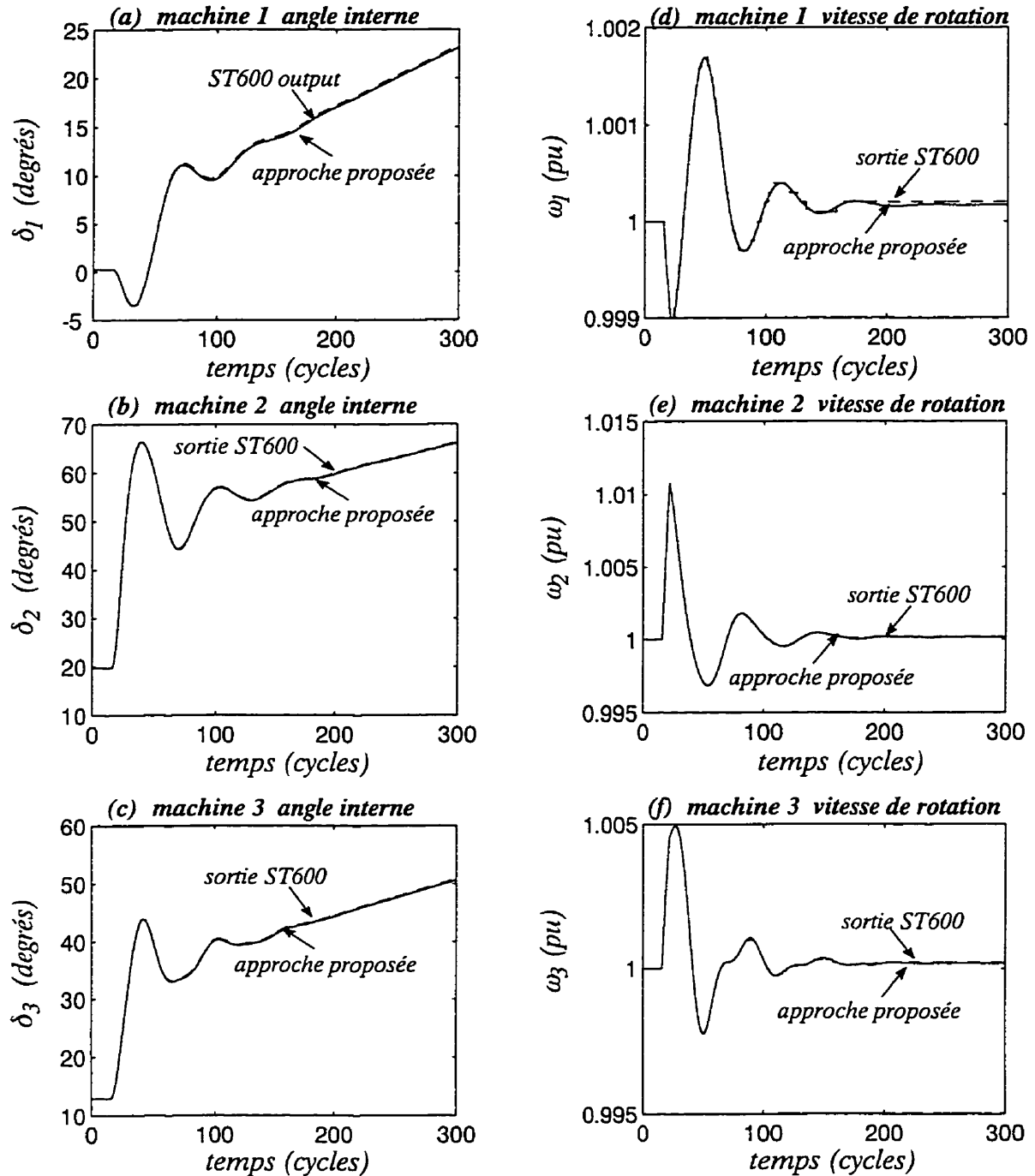


Figure 4.2 Résultats de simulation de stabilité transitoire à partir de l'approche du **Système Réduit Creux** pour le réseau d'essai WSCC à 9 barres comprenant les modèles complets des machines, **des charges nonlinéaires (courant constant)** et $\Delta t = 0.5$ cycle: *a*, *b*, et *c* montrent les angles des machines; *d*, *e*, et *f* montrent les vitesses de rotation de GEN 1, GEN 2, et GEN 3 respectivement (— approche proposée — — ST600).

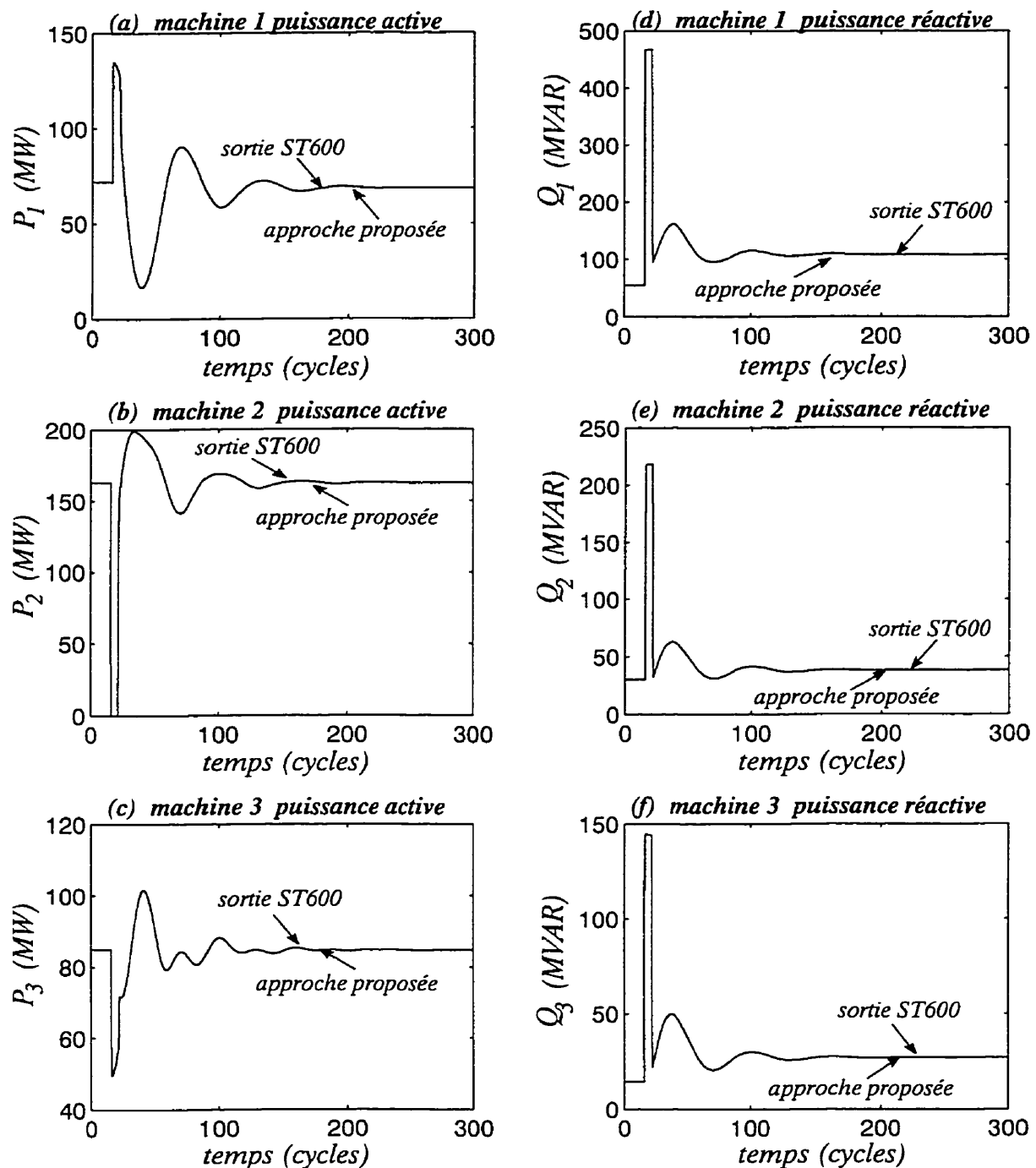


Figure 4.3 Résultats de simulation de stabilité transitoire à partir de l'approche du **Système Réduit Creux** pour le réseau d'essai WSCC à 9 barres comprenant les modèles complets des machines, **des charges nonlinéaires (courant constant)** et $\Delta t=0.5$ cycle: a, b, et c montrent la puissance active (MW); d, e, et f montrent la puissance réactive (MVAR) de GEN 1, GEN 2, et GEN 3 respectivement (— approche proposée — ST600).

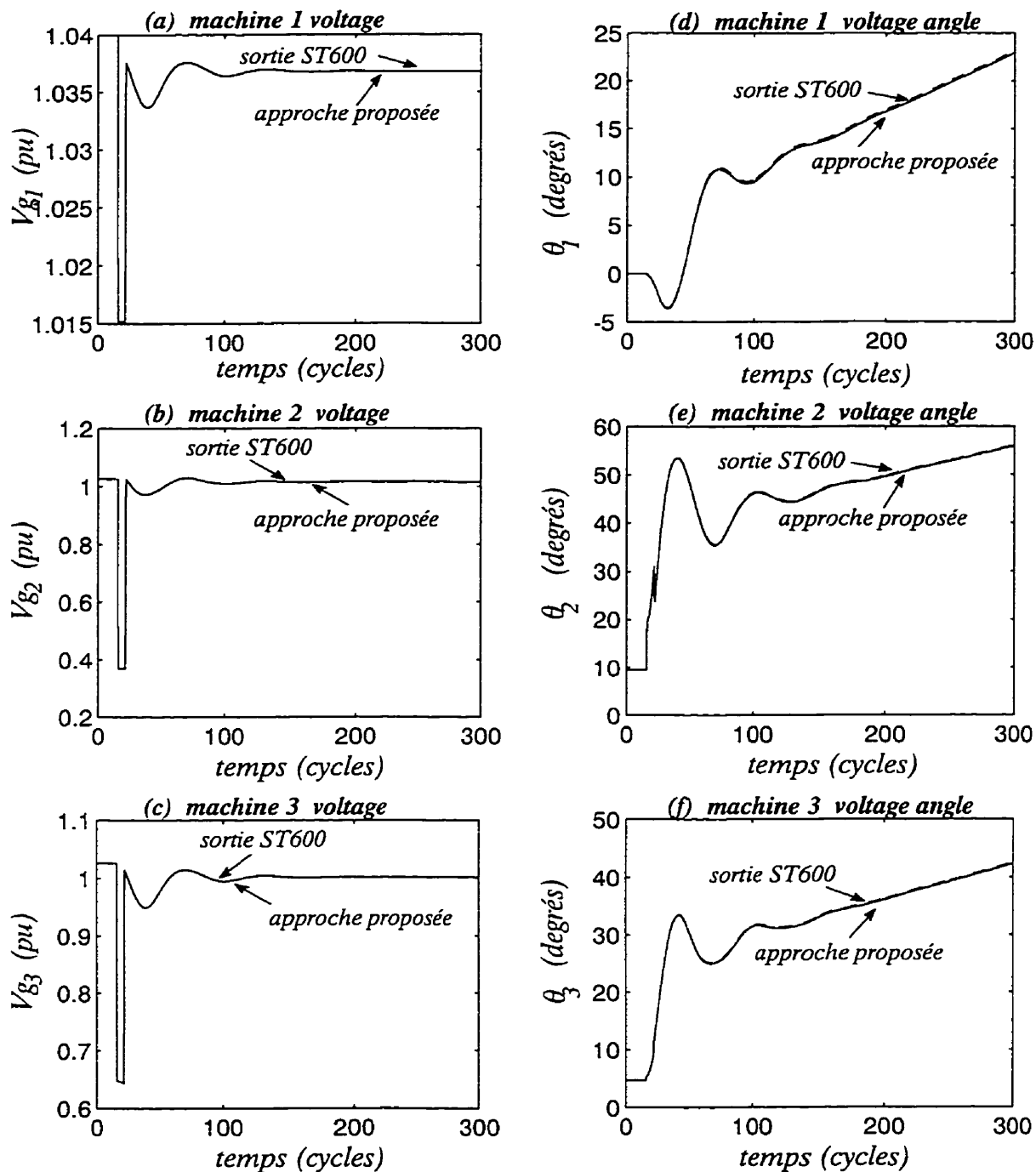


Figure 4.4 Résultats de simulation de stabilité transitoire à partir de l'approche du **Système Réduit Creux** pour le réseau d'essai WSCC à 9 barres comprenant les modèles complets des machines, **des charges nonlinéaires (courant constant)** et $\Delta t = 0.5$ cycle: a, b, et c montrent les modules (pu) des tensions; d, e, et f montrent les angles (degrés) des tensions de GEN 1, GEN 2, et GEN 3 respectivement (— approche proposée — — ST600).

4.5 L'EFFET DE LA GRANDEUR DU PAS D'INTÉGRATION, Δt

L'effet de la grandeur du pas d'intégration Δt pour l'approche proposée a été examiné plus en détail. Plusieurs valeurs de Δt ont été testées et la nouvelle méthode telle que prouvée est sensible au pas d'intégration Δt . Une petite mais constante erreur est introduite dans la méthode pour des grands pas d'intégration. Les figures 4.2, 4.3 et 4.4 montrent que les résultats exacts peuvent être obtenues de cette méthode lorsqu'elle est comparée à ST600 avec un pas $\Delta t=0.5$ cycles. Cependant pour un grand pas, la méthode proposée introduit une petite constante erreur comparée à ST600. La figure 4.5 montre l'effet du pas d'intégration sur la présente approche pour des valeurs $\Delta t=1$ cycle, $\Delta t=2$ cycles et $\Delta t=3$ cycles. Il est clair que l'erreur introduite est constante et n'augmente pas avec l'accroissement du temps. En d'autres termes, cette erreur ne conduit pas à une instabilité numérique et les résultats sont acceptables, ceci même dans le cas où un grand pas d'intégration est considéré. La méthode ainsi proposée est supposée numériquement stable même avec des grands pas d'intégration. En plus, il est important de noter que dans les simulations transitoires, seules les petites valeurs de Δt sont utilisées et que les grandes valeurs de Δt sont rarement considérées. Par ailleurs, pour s'assurer une stabilité numérique, l'erreur introduite pourrait être réduite par l'utilisation de la technique de la solution répétée telle que abordée dans la suite.

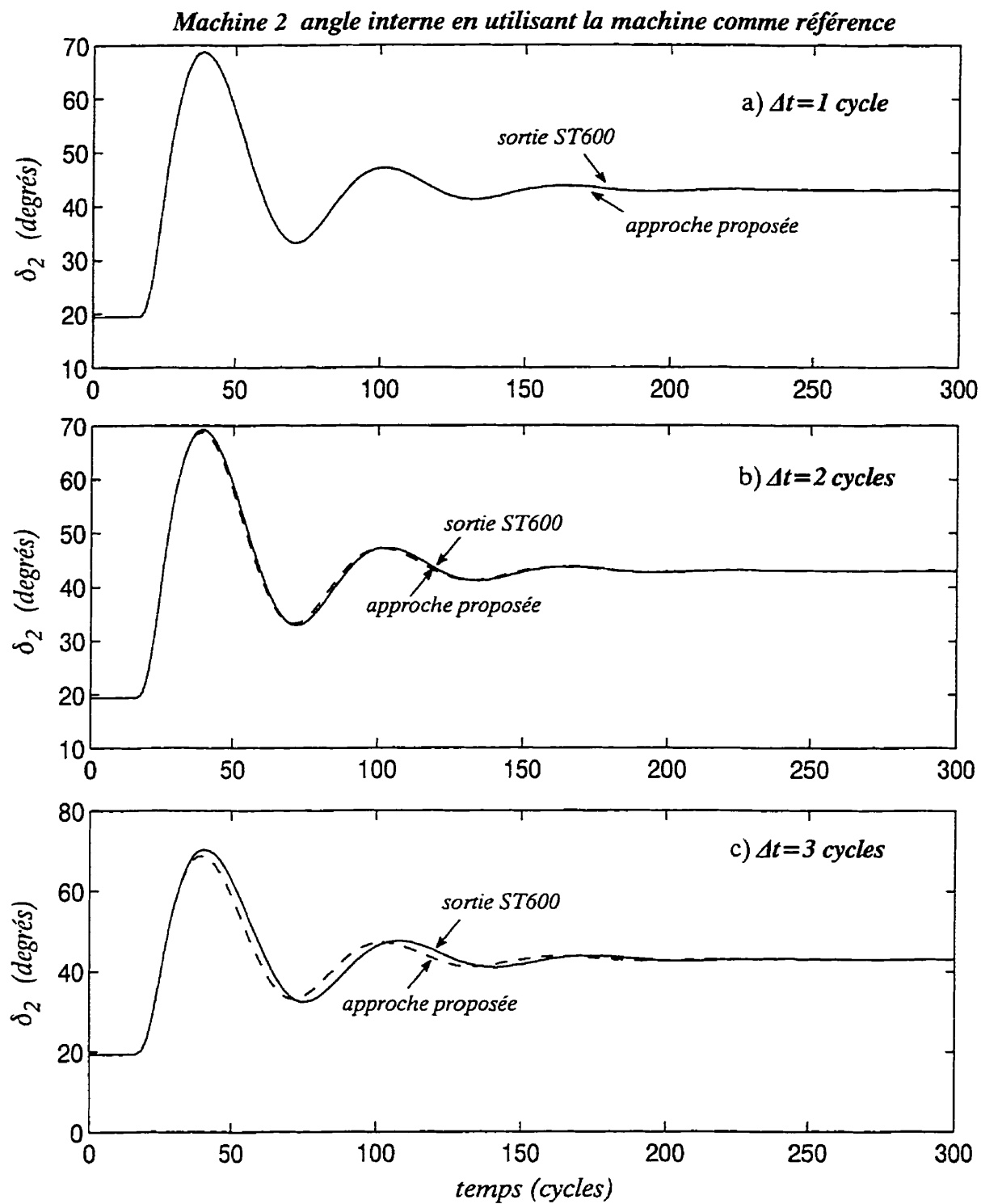


Figure 4.5 L'effet de la grandeur du pas d'intégration Δt sur l'approche du Système Réduit Creux: résultats de simulation pour a) $\Delta t = 1$ cycle, b) $\Delta t = 2$ cycles, et c) $\Delta t = 3$ cycles (— approche proposée — ST600).

4.6 TRAITEMENT DE L'ERREUR DANS LE CAS D'UN GRAND PAS D'ÉCHANTILLONNAGE, Δt

Les résultats de la figure 4.5 montrent qu'une légère mais constante erreur est introduite quand un pas d'échantillonnage Δt élevé est considéré dans l'approche proposée. On peut toutefois constater à partir des résultats obtenus que la méthode est numériquement stable malgré l'introduction de cette anomalie. Cette erreur peut néanmoins être corrigée de manière général en utilisant la technique suivante de prédiction et correction: après la prédiction de V_L , la résolution itérativement de l'équation (4-6) en V_G et la correction de V_L à l'aide de l'équation (4-5), l'accroissement Δt du temps ne s'opère pas et l'équation (4-6) est résolue en V_G à partir de la valeur la plus récente (corrigée) de V_L . Ceci influence naturellement le gain de cette nouvelle approche, mais assure cependant des résultats pertinents de simulation comparativement au logiciel ST600, même dans le cas d'un pas d'échantillonnage élevé. La figure 4.6 montre les résultants de simulation pour $\Delta t=1$ cycle, $\Delta t=2$ cycles, et $\Delta t=3$ cycles où l'erreur (changement de phase) a été éliminée en utilisant la technique précédente de prédiction-correction.

4.7 TRAITEMENT DE DISCONTINUITÉS

Une prédiction précise de tension à l'instant de discontinuité n'est pas possible lorsque les techniques de prédiction sont utilisées. Comme au chapitre 3, section 3.4, le problème de discontinuité est résolu par l'une des deux techniques présentées précédemment: 1) à partir du système complet aux instants de discontinuité, ou 2) à partir de la méthode proposée avec la procédure de la solution répétée aux discontinuités.

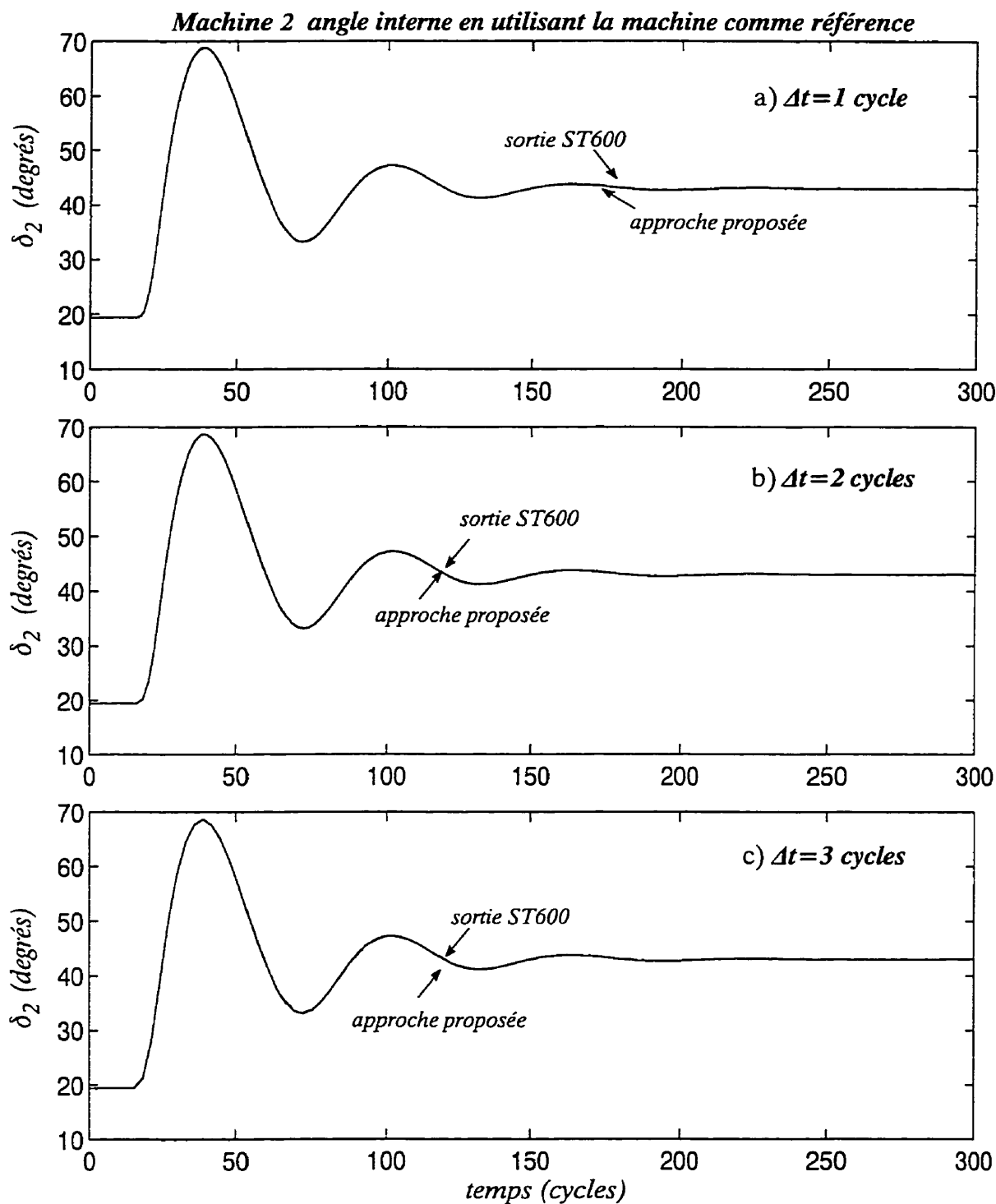


Figure 4.6 Traitement de l'erreur dans le cas d'un grand pas d'intégration Δt dans l'approche du Système Réduit Creux: Résultats de simulation pour a) $\Delta t = 1$ cycle, b) $\Delta t = 2$ cycles et c) $\Delta t = 3$ cycles (— approche proposée — — ST600).

4.8 RECHERCHE DE LIMITE À PARTIR DE LA MÉTHODE PROPOSÉE

Comme mentionné au chapitre 3, la détermination de la limite de transit transitoire et à long terme est le processus clé dans l'analyse de la sécurité dynamique, ainsi un point important de tout algorithme de stabilité transitoire est son habilité à effectuer une recherche précise de limite. Comme la première approche, la seconde méthode proposée (l'algorithme du système réduit creux) a été aussi testé pour sa performance en recherche de limite et a conduit aux mêmes résultats que ceux de ELISA pour une même tolérance (2% de la limite de transfert). La figure 4.7 illustre les résultats d'un processus de recherche de limite de stabilité transitoire où la tension (en p.u.) comme une fonction de temps à GEN 2 230 KV (le plus grand générateur et le plus proche du défaut) est présentée. Chaque forme de tension correspond à la simulation de la stabilité transitoire pour un transfert de puissance initial donné. Comme avant, la contingence appliquée est un défaut triphasé de 6 cycles de durée appliquée à la barre GEN 2 230 KV et suivi par une perte de ligne à la STATION A 230 KV, et le cas de base met le dispatching de GEN 2 à 163 MW et la charge à la STATION A à 125 MW. La figure 4.7.a présente les résultats obtenus par ELISA et la figure 4.7.b montre les résultats de la recherche de limite obtenus avec MATLAB par l'approche proposée. Une fois de plus, en arrivant à partir de deux méthodes aux mêmes résultats, l'approche proposée démontre sa capacité d'être utilisée dans le processus de recherche de limite, montrant sa performance et la grande qualité des simulations pour les cas où les transferts de puissance sont proches de la limite de stabilité. En plus, la performance de l'approche proposée a été aussi examinée pour les cas où la génération est située loin des charges (longue ligne de transmission). La figure 4.8 montre les résultats pour une recherche de limite de transfert sur le réseau test de la WSCC à 9 barres où la distance entre GEN 2 et les charges, à STATION A et STATION B, est accrue par un facteur de 3. La même limite de transit est obtenue démontrant la fiabilité de l'approche proposé.

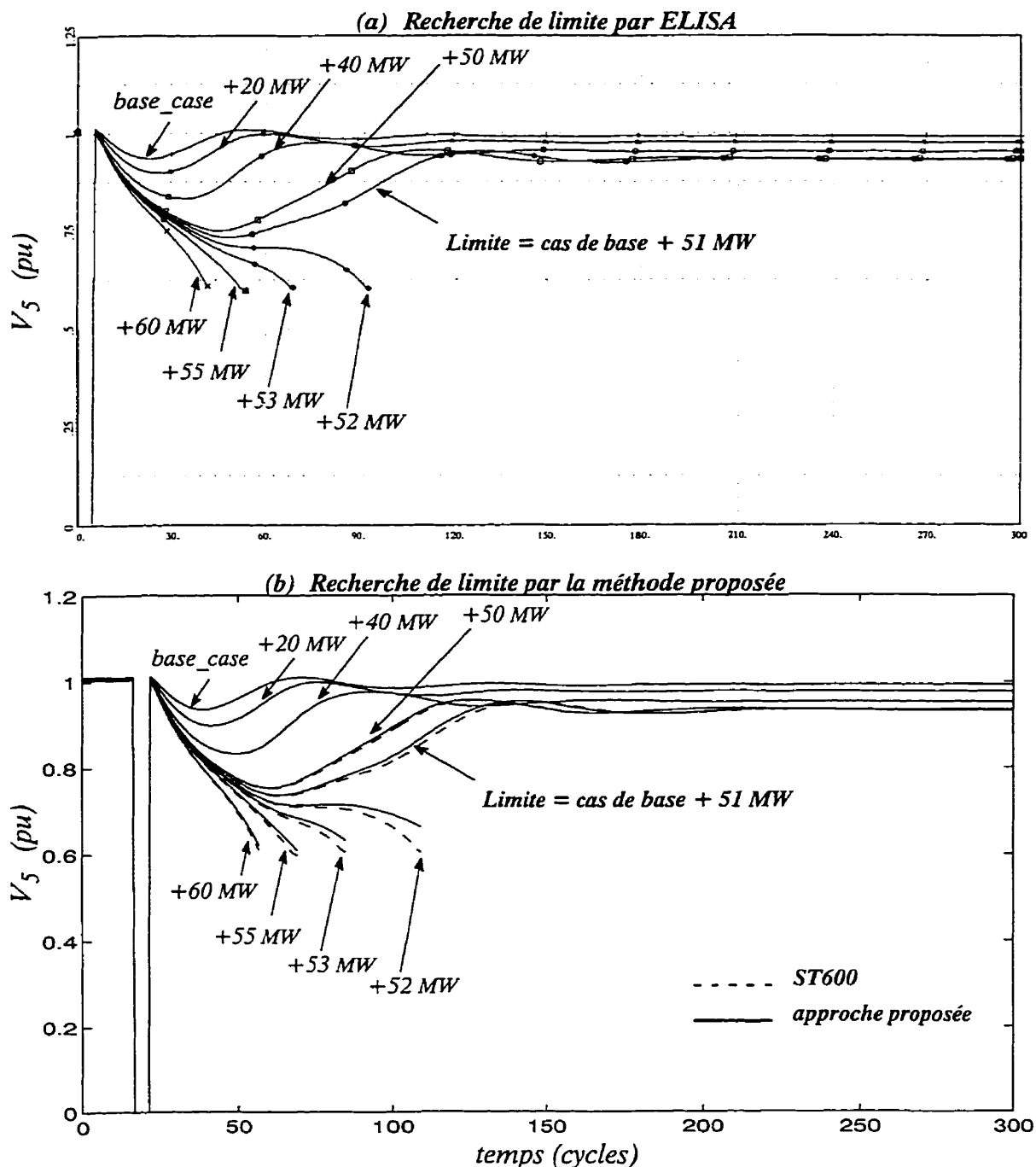


Figure 4.7 Recherche de limite utilisant l'approche du Système Réduit Creux pour le réseau à 9 barres de la WSCC avec modèles détaillés des machines, **des charges nonlinéaires (puissance constante)** et $\Delta t = 0.5$ cycles: a) niveau de tension à la barre 5 obtenu par la recherche de limite à partir de ELISA, b) niveau de tension à la barre 5 obtenu par la recherche de limite à partir de l'approche proposée et conformée à ST600.

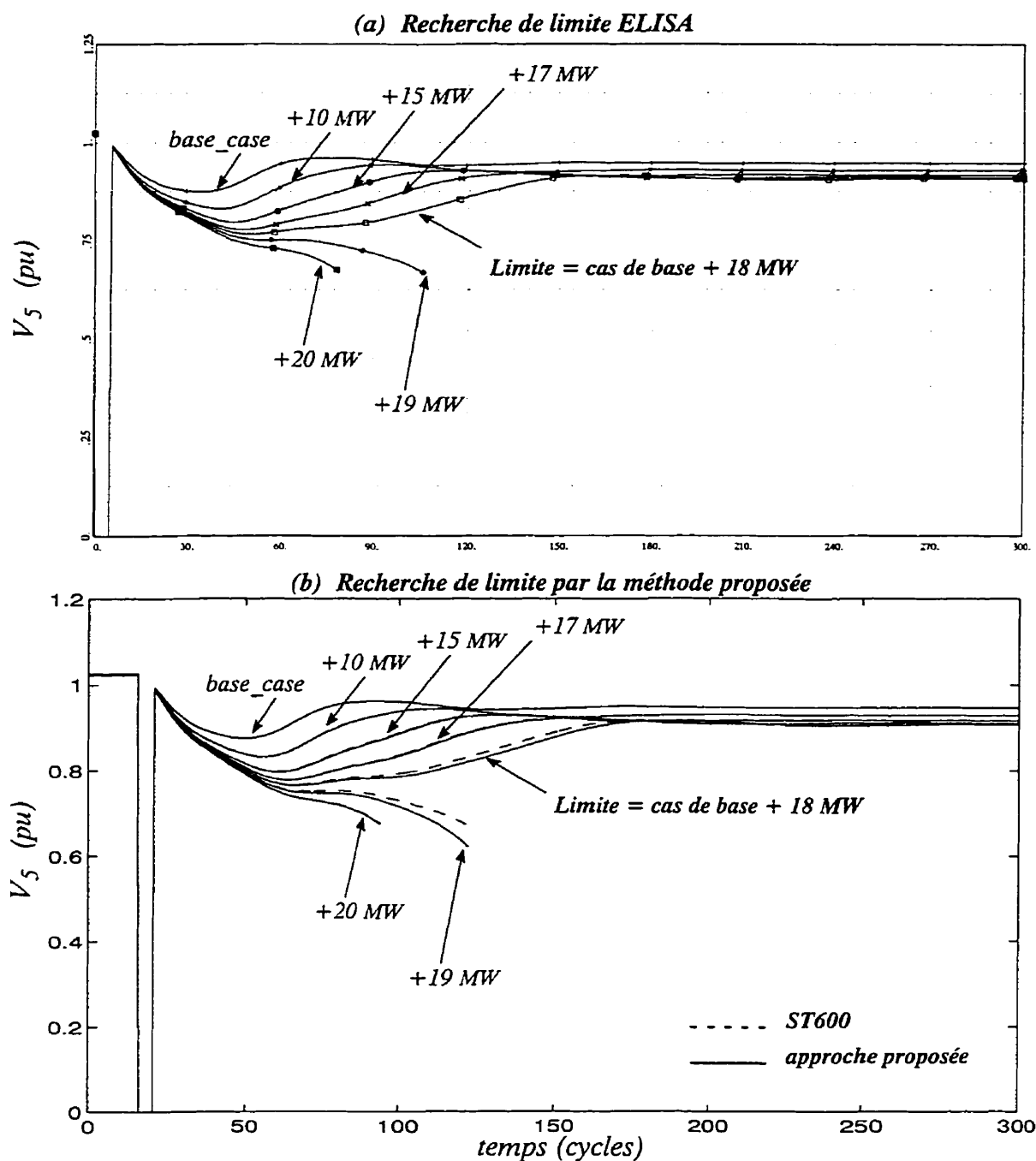


Figure 4.8 Recherche de limite (dans le cas d'un accroissement de l'impédance de ligne) par la méthode du Système Réduit Creux pour le réseau à 9 barres de la WSCC avec modèles détaillés des machines, **des charges nonlinéaires (courant constant)** et $\Delta t = 0.5$ cycles: a) niveau de tension à la barre 5 obtenu par la recherche de limite à partir de ELISA, b) niveau de tension à la barre 5 obtenu par la recherche de limite à partir de l'approche proposée et conformée à ST600.

4.9 LE GAIN

Les résultats obtenus du réseau d'essai à 9 barres de WSCC avec des modèles complets de machines, plusieurs types de charges nonlinéaires et différentes valeurs du pas Δt ont montré que cette technique est précise et susceptible de donner de bons résultats de simulation lorsque l'on la compare à ST600. L'avantage de ce nouvel algorithme réside dans le fait qu'il réduit le système en conservant sa caractéristique creuse et permet ainsi l'utilisation des méthodes traditionnelles de résolution appliquées aux matrices creuses. Par conséquent, avec cette approche, le nombre d'opérations arithmétiques a le potentiel d'être considérablement réduit même quand la factorisation LDU est utilisée. Le nombre d'opérations arithmétiques est utilisé pour quantifier le gain obtenu dans cette nouvelle approche. Deux cas d'étude sont encore nécessaires ici:

- 1) par inversion des matrices en résolvant les équations (3-3) et (3-10)
- 2) par la technique de factorisation LDU en résolvant ces deux équations

Comme nous l'avons fait précédemment, pour le cas de factorisation LDU, nous avons utilisé des méthodes connues [Alvarado, 1976] pour estimer le coût numérique de cette approche et évaluer le gain associé.

4.9.1 Le gain de l'approche proposée avec inversion de matrice

Il a été prouvé que l'équation (4-1) représente le problème d'écoulement de puissance dans une étude de stabilité transitoire, et à chaque pas d'intégration cette équation est résolue itérativement en tensions des barres définies par

$$\underline{V}(t) = [\underline{Y}_E]^{-1} \underline{I}_R(t) \quad (4-13)$$

où $[\underline{Y}_E]^{-1}$ est une matrice pleine d'ordre $2n \times 2n$ représentant la matrice inverse de la matrice d'admittance du système. En admettant que cette matrice inverse est connue (calculée), le nombre d'opération arithmétiques nécessaires à chaque itération pour obtenir les tensions de barre est défini par

$$m_1 = (4n^2) \text{ multiplications/itération} \quad (4-14)$$

D'autre part, en utilisant le système réduit creux, l'équation (4-6) donne

$$\underline{V}_G(t) = [\underline{Y}_{GG}]^{-1} [\underline{I}_{R_G}(t) - \underline{\gamma}(t)] \quad (4-15)$$

où ici la dimension du système est $2n_g$, et $[\underline{Y}_{GG}]$ une matrice diagonale (voir section 5.3). Conséquemment, $[\underline{Y}_{GG}]^{-1}$ est une matrice diagonale qui a la dimension $2n_g$; le nombre de multiplications nécessaires dans la résolution de (4-15) est

$$m_2 = (2n_g) \text{ multiplications/itération} \quad (4-16)$$

En plus, l'approche du système réduit nécessite $2n_g$ multiplications pour construire le vecteur $\underline{\gamma}$ avant le début des itérations, l'équation (4-7), et autres $2n_g$ et $(2n_l)^2$ multiplications pour corriger les tensions des barres non générées du réseau à la convergence, voir équation (4-5). Le nombre total de multiplications par pas de

discrétisation pour l'approche proposée est

$$\begin{aligned} M_2 &= n_{i_2} m_2 + 2n_g + 2n_g + (2n_l)^2 \text{ multiplications/pas} \\ &= n_{i_2} (2n_g) + 4n_g + 4n_l^2 \text{ multiplications/pas} \end{aligned} \quad (4-17)$$

où n_{i_2} est le nombre d'itérations (une moyenne) par pas de discrétisation nécessaire dans le cas de la méthode proposée.

Pour le système complet, le nombre total de multiplications par pas avec inversion de matrice est

$$\begin{aligned} M_1 &= n_{i_1} m_1 \text{ multiplications/pas} \\ &= n_{i_1} (4n^2) \text{ multiplications/pas} \end{aligned} \quad (4-18)$$

où n_{i_1} est le nombre d'itérations par pas dans le cas où le système complet est utilisé.

L'avantage dans l'utilisation du système réduit creux peut être apprécié par le gain obtenu en faisant le rapport des nombres de multiplications dans les deux cas de figure, autrement dit

$$G = \frac{M_1}{M_2} = \frac{n_{i_1} m_1}{n_{i_2} m_2 + 4n_g + 4n_l^2} = \frac{n_{i_1} (4n^2)}{n_{i_2} n_g + 4n_g + 4n_l^2} \quad (4-19)$$

où n est le nombre de barres du système, n_g est le nombre de barres de génération et n_l est le nombre des autres barres restantes (barres de non génération) du système.

On a

$$n_l = n - n_g = \text{nombre de barres de non-génération} \quad (4-20)$$

L'équation (4-19) montre que le gain obtenu à partir de l'approche proposée dépend de la dimension du système, du nombre de barres de génération et du nombre d'itérations. Les résultats obtenus dans le cadre de nombreuses simulations montrent que ce nombre d'itérations a légèrement diminué. Supposons donc, au pire, que le nombre d'itérations est le même dans les deux cas; autrement dit

$$n_{i_1} = n_{i_2} = n_i \quad \text{itérations/pas} \quad (4-28)$$

ce qui donne

$$G = \frac{n_i(4n^2)}{2n_l n_g + 4n_g + 4n_l^2} \quad (4-21)$$

Pour le système de 9 barres, 3 générateurs et une moyenne de 5 itérations à chaque pas, ce gain donnerait

$$G = \frac{5 \times 4 \times (9)^2}{2 \times 5 \times (3) + 4 \times 3 + 4 \times (6)^2} = 6.58$$

Pour un système de 1000 barres avec 100 générateurs et une moyenne de 5 itérations à chaque pas, ce gain est

$$G = \frac{5 \times 4 \times (1000)^2}{2 \times 5 \times (100) + 4 \times 100 + 4 \times (900)^2} = 6.17 \quad (4-22)$$

Comme il a été mentionné au chapitre 3, les réseaux d'énergie électriques présentent une structure très creuse et l'inversion des matrices est rarement utilisée. Par contre, des méthodes appropriées aux structures creuses sont utilisées pour résoudre l'équation (4-2), en particulier la méthode de factorisation LDU. Le gain ici n'est donc pas le même comme il sera prouvé plus loin.

4.9.2 Le gain de l'approche proposée avec la factorisation LDU

Les réseaux électriques présentent une structure creuse. La méthode de factorisation LDU nécessaire dans la résolution de tels systèmes est définie par

$$[Y_e] \underline{V}(t) = \underline{I}_R(t) \quad (4-23)$$

où $[Y_e]$ est une matrice creuse qui représente la matrice d'admittance du système et qui reflète la connectivité du système.

Au Chapitre 3, le nombre de multiplications par itération nécessaire pour résoudre l'équation (4-23), en utilisant la factorisation LDU, est donné par

$$m'_1 = (4\lambda + 1)n \quad \text{multiplications/iteration} \quad (4-24)$$

et par pas d'intégration, le nombre de multiplications est défini par

$$\begin{aligned}
M'_1 &= n_{i_1} m'_1 \text{ multiplications/pas} \\
&= n_{i_1} (4\lambda + 1)n \text{ multiplications/pas}
\end{aligned} \tag{4-25}$$

où n_{i_1} est le nombre d'itérations par pas et λ une constante reflétant la connectivité du système. La valeur de $\lambda=1.5$, illustrant que chaque barre du réseau est connectée à trois autres barres [Alvarado, 1976], est supposée comme le choix le plus raisonnable pour cette étude.

Il est clair que, pour le système creux de départ, le nombre de multiplications par pas d'intégration a été considérablement réduit par l'utilisation de la factorisation LDU, de $4n_i n^2$ à $n_i (4\lambda + 1)n$ multiplications/pas. Par ailleurs, pour le système creux réduit proposé, équation (4-6), la factorisation LDU n'est pas nécessaire dans la mesure où $[Y_{GG}]$ est une matrice diagonale; autrement dit, ni la matrice inverse, ni les techniques de calcul de matrices creuses ne sont nécessaires pour résoudre cette équation. Cependant, après convergence, la technique de factorisation LDU doit être utilisée pour résoudre l'équation (4-5) en \underline{V}_L puisque la matrice $[Y_{LL}]$ demeure toujours une matrice creuse et que cette caractéristique reste préservée avec cette approche. Comme résultat, le nombre de multiplications par pas d'intégration dans l'approche du système creux réduit est donné par

$$M'_2 = n_{i_2} (2n_g) + 4n_g + (4\lambda + 1)n_l \text{ multiplications/pas} \tag{4-26}$$

et le gain pour cette méthode, lorsque la technique de factorisation LDU est utilisée, devient

$$G' = \frac{M'_1}{M'_2} = \frac{n_{i_1}(4\lambda + 1)n}{2n_{i_2}n_g + 4n_g + (4\lambda + 1)n_l} \quad (4-27)$$

Les résultats ont montré que le nombre d'itérations n'a pas augmenté avec l'utilisation de la nouvelle approche ainsi proposée; dans ces conditions, on considère donc, au pire, que le même nombre d'itérations peut être utilisé, soit

$$n_{i_1} = n_{i_2} = n_i \quad \text{iterations/pas} \quad (4-28)$$

qui donne

$$G' = \frac{M'_1}{M'_2} = \frac{n_i(4\lambda + 1)n}{2n_in_g + 4n_g + (4\lambda + 1)n_l} \quad (4-29)$$

Pour le système à 9 barres, 3 générateurs, une moyenne de 5 itérations par pas d'intégration et $\lambda=1.5$, le gain précédent devient

$$G' = \frac{5 \times (4 \times 1.5 + 1) \times (9)}{2 \times 5 \times 3 + 4 \times 3 + (4 \times 1.5 + 1) \times 6} = 3.75$$

Pour le système à 1000 barres, 100 générateurs, une moyenne de 5 itérations par pas d'intégration et $\lambda=1.5$, le gain devient

$$G' = \frac{5 \times (4 \times 1.5 + 1) \times (1000)}{2 \times 5 \times 100 + 4 \times 100 + (4 \times 1.5 + 1) \times 900} = 4.54 \quad (4-30)$$

On observe donc toujours un gain. Par conséquent, il est prouvé à partir des résultats précédents que cette méthode est supérieure même si les techniques de calcul des matrices creuses sont utilisées. Cependant, il convient de noter que le gain obtenu par l'équation (4-30) n'est pas très exact du fait que la valeur de la constante λ reflétant le caractère creux des matrices peut avoir été modifiée après réorganisation de l'équation (4-3), ce qui influence par conséquent le gain obtenu dans cette approche. Nous abordons plus clairement ce problème dans la suite.

4.10 CALCUL PRÉCIS DU GAIN

Dans l'équation (4-29), λ la constante reflétant le caractère creux des matrices du système a été supposée identique pour les deux approches (approche utilisant le système complet de départ, et l'approche proposée ici). Si l'on recherche plus de précision, cette façon de procéder n'est pas correcte puisque l'équation (4-3) nécessite le réarrangement de la matrice d'admittance, voir également l'équation (4-8), où $[Y_{GG}]$ est une matrice diagonale, $[Y_{GL}]$ et $[Y_{LG}]$ des matrices très creuses et $[Y_{LL}]$ plus denses que la matrice du système de départ; $[Y_{LL}]$ est devenue plus dense du fait du remplissage dû à la réorganisation. Comme résultat, la valeur de λ avant le réarrangement doit être différente de celle d'après celui-ci; ceci résulterait du fait du nombre important de multiplications nécessaires pour résoudre l'équation (4-5). Le gain de cette approche défini par l'équation (4-29), peut être défini comme suit

$$G' = \frac{M'_1}{M'_2} = \frac{n_i(4\lambda_1 + 1)n}{2n_i n_g + 4n_g + (4\lambda_2 + 1)n_l} \quad (4-31)$$

où λ_l est la constante reflétant le caractère creux des matrices du système dans le cas de l'application de la méthode de factorisation LDU, et λ_2 est la constante relative aux caractère creux de la matrice $[Y_{LL}]$ pour la méthode proposée.

Si une seule itération était requise, le même nombre de multiplications serait nécessaire dans les deux cas, et λ_2 serait telle que

$$G' = \frac{M'_1}{M'_2} = \frac{(1)(4\lambda_1 + 1)n}{2(1)n_g + 4n_g + (4\lambda_2 + 1)n_l} = 1 \quad (4-32)$$

ce qui donne

$$\lambda_2 = \frac{n}{n_l}\lambda_1 + \frac{3n_g}{4n_l} \quad (4-33)$$

et ce qui démontre en fait que λ_2 est plus grand que λ_l du fait que n est plus grand que n_l ; ($n > n_l$). En d'autres termes, la matrice $[Y_{LL}]$ est moins creuse du fait de l'arrangement de l'équation (4-3), ce qui affecte la valeur du gain calculé en (4-30).

Pour le réseau à 1000 barres, 100 générateurs et $\lambda_l = 1.5$, λ_2 est défini par

$$\lambda_2 = 1.1111 \lambda_1 + 0.0833 = 1.75 \quad (4-34)$$

et le gain obtenu par l'équation (4-28) devient

$$G' = \frac{5 \times (4 \times 1.5 + 1) \times (1000)}{2 \times 5 \times 100 + 4 \times 100 + (4 \times 1.75 + 1) \times 900} = 4.07 \quad (4-35)$$

4.11 CONCLUSION

Un autre nouvel algorithme d'analyse de stabilité transitoire basé sur la réduction du système est développé. Avec cette approche, le système réduit est creux, ce qui permet alors l'utilisation de la méthode de factorisation LDU qui est habituellement très appliquée dans l'étude des réseaux d'énergie électrique. Comme résultat, le nombre d'opérations arithmétiques a considérablement été réduit en utilisant cette nouvelle approche. Ces résultats se confirment même lorsque les techniques de résolution des systèmes creux sont utilisées dans cette approche. Les simulations obtenues du système test du réseau à 9 barres avec des modèles complets de machines et différents types de charges nonlinéaires ont montré pour plusieurs valeurs du pas de discrétisation (Δt) que la méthode proposée est très compétitive comparée à celle de ST600.

Pour un grand pas de discrétisation, l'approche proposée introduit un petit décalage de phase comparée à ST600 sur les résultats de simulation. Cependant cette petite erreur (décalage de phase) est constante et la méthode proposée est numériquement stable même lorsque des grandes valeurs du pas d'intégration (Δt) sont utilisées.

L'approche ainsi développée, nous l'avons signalé tantôt comparée à d'autres, possède le précieux avantage de réduire considérablement le nombre d'opérations arithmétiques. Une étude comparative des trois techniques: la méthode utilisant le système complet de départ, la technique du système réduit dense et l'approche du système réduit creux sera présentée au chapitre suivant.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS POUR DES RECHERCHES FUTURES

La stabilité des réseaux électriques est un facteur crucial à prendre en compte lorsque l'on opère les réseaux d'énergie électrique et quand on planifie la mise en oeuvre des nouvelles structures du réseau. Les études de stabilité transitoire des réseaux électriques donnent des informations sur les capacités du système à demeurer en synchronisme suite aux perturbations sévères du réseau. La simulation temporelle est la méthode la plus acceptée aujourd'hui dans l'étude de la stabilité des réseaux électriques du fait de son habilité à modéliser des systèmes de contrôle (continuelles et discrets), des caractères nonlinéaires, et une grande variété de contingences. L'inconvénient majeur de cette pratique est qu'elle nécessite beaucoup de temps de calcul pour venir à bout des équations différentielles et algébriques qui définissent le système. Une conséquence directe de cet inconvénient est la difficulté d'assurer une simulation pratique du réseau dans un contexte nécessitant des simulations extrêmement rapides.

Le problème de stabilité transitoire nécessite la résolution des équations différentielles qui définissent la dynamique des machines tournantes et des équations algébriques représentant le réseau de connexion et les charges. Cet ensemble d'équations a plusieurs nonlinéarités d'où l'utilisation des techniques numériques pour leur résolution pas-à-pas. Vu sur le plan structurel, les équations différentielles peuvent être considérées comme un bloc diagonal (un bloc par machine) et les équations

tions algébriques creuses font des interconnexions entre les blocs des machines.

Bien que plusieurs méthodes classiques puissent être utilisées dans la résolution du problème de stabilité transitoire des réseaux électriques au moyen d'analyses numériques, l'approche implicite simultanée (IS) est préférée dans les programmes de simulation de stabilité transitoire. Elle consiste à transformer toutes les équations différentielles du système en des équations algébriques en utilisant la méthode trapézoïdale et par la suite forme un système d'équations algébriques pures qui pourront être résolues simultanément et de manière itérative à chaque pas d'intégration. Comparé à d'autres algorithmes, l'approche IS offre une meilleure convergence, une meilleure précision (du fait de l'élimination des erreurs d'interfaces) et une meilleure stabilité (du fait de l'utilisation de la méthode d'intégration trapézoïdale). Elle possède en plus l'avantage d'admettre un pas variable d'intégration dans un processus rapide de calcul sans provoquer la moindre dégradation à la performance du programme.

La simulation dynamique dans l'analyse de la stabilité transitoire est l'une des applications numériques les plus intensives. Pour un grand réseau électrique typique, plusieurs centaines ou milliers d'équations différentielles nonlinéaires et d'équations algébriques devront être résolues, et par la suite les études de planification nécessiteront plusieurs heures de calcul sur un ordinateur numérique classique. Comme résultat de tout ceci, les méthodes temporelles de simulation dynamique du réseau électrique sont utilisées de manière routinière hors ligne pour la planification et l'étude planifiée de l'exploitation du réseau électrique. Le fardeau du calcul de la simulation des transitoires du réseau électrique même pour quelques secondes seu-

lement après le défaut, est lourd. Il sera d'ailleurs l'obstacle principal de l'utilisation de tels programmes de calcul pour l'analyse en conduite du réseau.

L'environnement courant la conduite du réseau électrique a favorisé le déplacement de l'estimation de la stabilité transitoire du champ d'analyse hors ligne vers celui où le réseau est en ligne. Le besoin d'une analyse de la stabilité transitoire avec le réseau en opération a suscité plusieurs recherches dans dont le but commun est de trouver des méthodes rapides de résolutions. Conséquemment, des recherches intensives ont été faites pour augmenter la vitesse des simulations de stabilité transitoire. Ces techniques incluent entre autres les méthodes de réduction des systèmes, des techniques numériques de résolution, des logiciels pour automatiser le processus de calcul de la recherche des limites de stabilité, du traitement parallèle, et des applications du réseau de neurone. Dans le même élan, l'engouement est considérable dans la recherche d'une méthode de calcul supérieure pour l'analyse de la stabilité.

Cette thèse peut être vue comme ayant deux parties. Dans la première partie, les Chapitres 1 et 2, est introduite la théorie sur laquelle s'appuie le problème de la stabilité transitoire dans les meilleurs logiciels commerciaux de notre époque. Plusieurs techniques de résolution y sont également discutées, de même que l'approche simultanée implicite détaillée de résolution des systèmes d'équations. La théorie concernant cette dernière méthode dans sa forme actuelle ne peut se trouver qu'en se référant à un très grand nombre d'articles différents. Il est donc à noter que notre objectif ici consiste à présenter au lecteur intéressé par ce travail une approche claire et compréhensible lui permettant au besoin d'implanter aisément l'algorithme. Au

meilleur de notre connaissance, aucune littérature n'a fait avant nous une présentation aussi accessible et claire, où la théorie est présentée en premier, suivie du calcul des matrices du système utilisant le réseau, les charges, les générateurs, et par la suite une technique de résolution pas-à-pas est présentée à travers un exemple d'application sur le réseau d'essai à neuf barres du Conseil de Coordination du Système de l'Ouest (WSCC) incluant des modèles détaillés des générateurs, des systèmes d'excitation statiques, des stabilisateurs de réseau, des turbines et des charges nonlinéaires. En effet, les Chapitres 1 et 2 de cette thèse, de par leur contenu, peuvent être considérés sans risque d'exagération comme des outils pédagogiques de formation sur le sujet. Des exemples d'utilisation de cette méthode sont présentés à la fois au Chapitre 2 et aux Annexes D à F. Les résultats de simulation pour chacun des différents cas de stabilité transitoire sont présentés et comparés avec ceux obtenus de ST600, le logiciel de stabilité transitoire mis au point et utilisé par Hydro-Québec. Ces résultats montrent qu'une implantation correcte de l'approche implicite simultanée en se servant de Matlab comme outils numérique de simulation a été obtenue, permettant ainsi d'utiliser Matlab comme la plate forme essentielle pour l'expérimentation de nouvelles méthodes de solution de type IS, plus efficaces encore.

Dans la seconde partie de la thèse, les Chapitres 3 et 4 proposent deux nouveaux algorithmes pour augmenter la vitesse des simulations en stabilité transitoire. En utilisant la méthode implicite simultanée, les deux algorithmes sont basées sur la réduction du système réduisant considérablement le nombre d'opérations arithmétiques, et conséquemment, augmentant la vitesse des simulations de la stabilité transitoire. Dans la première méthode, le système réduit équivalent est dense et ne peut être pratique pour des techniques creuses normalement utilisées dans les réseaux

électriques, bien que ces telles méthodes pourraient vraisemblablement améliorer la vitesse de résolution en y intégrant le traitement parallèle. Cependant, dans la seconde approche, le caractère creux est préservé permettant alors l'utilisation des techniques de résolution traditionnellement appliquées aux matrices creuses. Un résumé des deux algorithmes proposés est présenté ci-dessous.

C-1. Première méthode proposée (Système Dense Réduit)

Avec cette approche, un nouvel algorithme pour la simulation de la stabilité transitoire est introduit. Basé sur l'approche Implicite Simultanée, le système algébrique à résoudre itérativement à chaque pas d'intégration pendant une simulation de stabilité transitoire a été considérablement réduit comparé au système de départ.

Un système dense réduit pour la simulation transitoire a d'abord été fait dans le cas des charges linéaires qui sont considérées dans l'analyse comme des admittances constantes ajoutées à la diagonale de la matrice d'admittances du réseau. Dans le cas des charges nonlinéaires, la précédente considération n'est plus valide, et les courants de charge sont alors calculés à chaque itération comme une fonction nonlinéaire de tension variable de charges, et par le fait ne permet pas l'utilisation du système réduit équivalent, i.e. l'identité des barres des charges doit être maintenue.

Cependant, il est montré que les résidus de courant dus aux charges nonlinéaires peuvent être maintenus constants (inchangés) pendant les itérations. Conséquemment, ils peuvent alors permettre l'utilisation du système réduit équivalent

dans le cas des charges nonlinéaires. Ainsi les résidus de courant dus aux charges nonlinéaires sont mis à jour à chaque pas d'intégration, mais pas à chaque itération. Pendant les itérations, ces résidus sont traités comme des constantes connues du dernier pas d'intégration. Les discontinuités sont traités en appliquant le système complet de départ à cet instant même.

Cette nouvelle approche s'est montrée très pertinente si l'on regarde la qualité des simulations obtenues pour différents types de charges nonlinéaires et pour différentes valeurs du pas de discrétisation lorsque l'on les compare à celles tirées du logiciel d'analyse de la stabilité transitoire ST600. Cependant, le système réduit équivalent obtenu est dense et n'est pas assez pratique pour les techniques des matrices creuses normalement utilisées dans les réseaux électriques. Cependant, l'algorithme proposé est très approprié pour le traitement parallèle et ses applications dans les simulations de stabilité transitoire où les performances supérieures des techniques creuses telle que la factorisation LDU prédominant, ne sont pas garanties. En tout cas, ces désavantages de la méthode proposée ouvrent la porte à une autre approche qui est le Système Réduit Creux.

C-2. La seconde méthode proposée (Système Réduit Creux)

Dans la seconde approche, un nouvel algorithme basé sur la réduction du système, pour les simulations en stabilité transitoire a été introduit. Avec cette méthode, le système réduit est creux et permet alors l'utilisation de la méthode de factorisation LDU qui traditionnellement est appliquée aux réseaux électriques.

Conséquemment, grâce aux méthodes généralement acceptées dans l'estimation des performances numériques, on voit que le nombre d'opérations arithmétiques a considérablement été réduit avec l'application de cette méthode, même lorsque les techniques creuses sont utilisées. Les résultats tirés de l'exemple du réseau d'essai du WSCC à neuf barres comportant des modèles complets de machines, différents types de charges nonlinéaires et différentes valeurs du pas de discrétisation (Δt), montrent que cette méthode fournit des simulations aussi compétitives que celles du logiciel d'analyse de la stabilité transitoire ST600.

Pour un grand pas de discrétisation, l'approche proposée introduit un petit mais constant décalage lorsqu'on compare les résultats obtenus à ceux de ST600. Cependant, cette petite erreur (décalage de phase) est constante et l'approche proposée s'est montrée numériquement stable même lorsque des valeurs du pas d'intégration Δt six fois plus grandes sont utilisées.

C-3. Comparaison détaillée des algorithmes proposés

1. Les deux méthodes utilisent l'approche Implicite Simultané (IS) qui consiste à transformer toutes les équations différentielles du système en des équations algébriques au moyen de la règle d'intégration trapézoïdale, et formant alors un système d'équations purement algébriques qui est résolu simultanément à chaque pas d'intégration par une méthode numérique itérative.

2. Les deux méthodes sont basées sur la technique de réduction où le système algébrique à être résolu itérativement à chaque pas pendant la simulation de la stabilité transitoire a été considérablement réduit comparativement au système de départ.
3. Dans les deux méthodes, les résidus de courant dus à la nonlinéarité des charges sont gardés constants (inchangés) pendant les itérations, permettant l'utilisation du système réduit équivalent pour le cas des charges nonlinéaires (i.e. les résidus de courant dus aux charges nonlinéaires sont mis à jour à chaque pas d'intégration, mais pas à chaque itération). Pendant les itérations, ces résidus sont traités comme des charges constantes connues au dernier pas d'intégration. Ceci introduit une petite approximation au système d'équations qui est résolu itérativement à chaque pas; mais les résultats obtenus ont montré que cette approximation est acceptable même pour de grands pas de discrétisation et pour différents types des charges nonlinéaires.
4. Dans les deux méthodes, les discontinuités sont traitées soit en appliquant le système complet original à cet instant, soit en utilisant une technique de résolution répétitive à de telles discontinuités.
5. Dans la première méthode, le système réduit équivalent obtenu est dense et ne peut être pratique pour les techniques creuses normalement utilisés dans les réseaux électriques. Par ailleurs, l'algorithme proposé est très approprié pour le traitement parallèle et son application à la simulation de la stabilité transi-

toire où les performances supérieures des techniques creuses des méthodes traditionnelles ne sont guères garanties.

6. Dans la seconde approche proposée, le système réduit est creux et permet alors l'utilisation des techniques de factorisation LDU traditionnellement appliquées aux réseaux électriques.
7. Avec la première méthode, le système réduit dense, un bon gain peut être obtenu seulement lorsque l'inversion des matrices est utilisée pour résoudre le système algébrique d'équations représentant la base du problème d'écoulement de puissance dans un problème d'étude de stabilité transitoire et qui est résolu simultanément à chaque pas d'intégration par une technique numérique itérative. Cependant, dans la seconde approche, le caractère creux est préservé permettant alors l'utilisation des techniques de résolution traditionnellement appliquées aux matrices creuses. Conséquemment, le nombre d'opérations arithmétiques devient considérablement réduit par cette approche, même lorsque les techniques de résolution des matrices creuses sont employées.
8. Pour le système creux réduit, une estimation linéaire est utilisée pour prédire les tensions des noeuds de non génération. Comme résultat, une petite erreur est introduite lorsqu'un grand pas d'intégration est utilisé. Cependant, les résultats montrent que cette petite erreur est constante, et elle ne conduit pas au problème d'instabilité numérique même dans le cas d'un grand pas d'intégration. Dans ces conditions, l'approche proposée est considérée comme stable numériquement même pour un grand pas de discrétisation. En plus, il est

important de noter que dans les simulations de stabilité transitoire, seules les petites valeurs du pas d'intégration sont employées et les grandes valeurs de Δt sont rarement considérées. Mieux encore, cette erreur peut être traitée par l'utilisation de la technique de résolution répétitive pour garantir, de manière générale, une bonne stabilité numérique.

9. Les résultats du réseau à 9 barres de la WSCC avec les modèles complets de machine, différents types de charges nonlinéaire et différentes valeurs du pas d'intégration (Δt), montrent que les deux techniques sont très précises et fiables et peuvent de surcroît être ainsi compétitives par rapport à la technique implantée dans le logiciel ST600.

Le Tableau C-1 compare les deux algorithmes proposés avec le système complet traditionnellement utilisé à partir des itérations obtenues dans chaque cas par pas d'intégration au moyen d'une application sur le réseau à 9 barres du WSCC avec des charges nonlinéaires (courant constant) et différentes valeurs du pas de discrétisation (Δt). La Tableau C-2 représente le gain estimé obtenu par les algorithmes proposés, comparés aux méthodes traditionnelles comme fonction de la dimension n du système, le nombre n_g de barres de génération et le nombre d'itérations n_i . Pour un système de 1000 barres avec 100 générateurs et une moyenne de 5 itérations à chaque pas, les gains estimés obtenus par l'utilisation des deux méthodes proposées sont illustrés à la Tableau C-3. Ces tableaux montrent que le gain anticipé est clairement significatif pour des grands réseaux puisqu'il est fonction de la dimension du système.

Tableau C-1 Nombre d'itérations nécessaires à chaque pas d'intégration pour le réseau à 9 barres de la (WSCC).

Pas de discrétisation, Δt , (cycles)	Système original complet (itérations/pas)	Système Dense Réduit (itérations/pas)	Système Réduit Creux (itérations/pas)
0.5	3.592	2.995	3.457
1	4.562	3.363	4.051
2	5.409	3.920	5.309
3	6.141	4.940	6.060

Tableau C-2 Nombre estimé d'opérations arithmétiques nécessaires à chaque pas de discrétisation où n_i est le nombre d'itérations, n est le nombre de barres, n_g est le nombre de générateurs et n_l est le nombre de noeuds de nongénération.

	Système original complet	Système Réduit Dense	Système Réduit Creux
Utilisant l'inversion de matrice	$n_i(4n^2)$	$n_i(4n_g^2) + 4n_g n_l + 4nn_l$	$(2n_i + 4)n_g + 8n_l$
Utilisant la factorisation de LDU	$n_i(7n)$	$n_i(4n_g^2) + 4n_g n_l + 4nn_l$	$(2n_i + 4)n_g + 8n_l$

Tableau C-3 Gain anticipé des deux algorithmes proposés en utilisant le nombre estimé d'opérations arithmétiques nécessaires à chaque pas de discrétisation où n_i est le nombre d'itérations, n est le nombre de barres, n_g est le nombre de générateurs et n_l est le nombre de noeuds de nongénération.

	Système Réduit Dense	Système Réduit Creux
Utilisant l'inversion de matrice	$\frac{n_i(4n^2)}{n_i(4n_g^2) + 4n_g n_l + 4nn_l}$	$\frac{n_i(4n^2)}{(2n_i + 4)n_g + 8n_l}$
Utilisant la factorisation de LDU	$\frac{n_i(7n)}{n_i(4n_g^2) + 4n_g n_l + 4nn_l}$	$\frac{n_i(7n)}{(2n_i + 4)n_g + 8n_l}$

Tableau C-4 Gain anticipé estimés des deux algorithmes proposés pour un système à 1000 barres avec 10 générateurs et une moyenne de 5 itérations par pas de discrétisation.

	Système Réduit Dense	Système Réduit Creux
Utilisant l'inversion de matrice	4.8	6.17
Utilisant la factorisation de LDU	0.0084	4.07

C-4. RECOMMANDATIONS POUR DES FUTURES RECHERCHES

Deux projets de recherche peuvent être identifiées pour l'amélioration future de la vitesse des simulations en stabilité transitoire, en particulier pour continuer le travail qui a été commencé dans cette thèse.

C-4.1 Application des algorithmes proposés dans les grands réseaux d'énergie électrique

Dans cette thèse, deux algorithmes pour accroître la vitesse des simulations de la stabilité transitoire ont été proposés. En utilisant l'approche simultanée implicite, les deux algorithmes s'appuient sur la réduction du système réduisant le nombre des opérations arithmétiques et conséquemment augmentant la vitesse des simulations de la stabilité transitoire. Les résultats obtenus à partir de Matlab comme outils numériques appliqué sur le réseau d'essai du neuf barres de la (WSCC) avec des modèles détaillés de générateur, des systèmes d'excitation statiques, des stabilisateurs de réseau électrique, des turbines, différents types de charges nonlinéaires et

différentes valeurs du pas d'intégration, ont montré que les deux techniques sont capables de fournir une bonne qualité de simulation comparée au logiciel ST600, le programme de stabilité transitoire développé et utilisé par Hydro-Québec.

Cependant, une importante question ressort à travers ces deux nouvelles méthodes proposées au sujet de leur performance lorsqu'elles sont appliquées aux grands réseaux d'énergie électriques. Bien qu'une bonne performance soit attendue, la meilleure manière de répondre adéquatement à cette question consisterait à appliquer effectivement les méthodes proposées sur un grand réseau actuel. Pour cela, il est conseillé dans un futur projet de recherche d'implanter ces concepts dans le logiciel ST600 et l'appliquer au réseau d'Hydro-Québec. On pourra alors apprécier les performances de ces méthodes au vu des résultats des simulations, le comportement à la convergence, le nombre des itérations et les gains évalués en temps mis par le processeur utilisé. Ceci bien entendu demande une possibilité d'accéder au logiciel ST600 et à ses différentes bibliothèques pour la modification des codes de programmation dans la mesure où les simulations d'un grand réseau électrique comme celui d'Hydro-Québec n'est pas possible avec Matlab du fait de sa limitation en mémoire.

C-4.2 Investigations d'une approche de la simulation de la stabilité transitoire basée sur le traitement parallèle

Comme précédemment mentionné, d'autres contributions intéressantes sur le sujet, non présentées en détail dans cette thèse, ont été faites lors de l'élaboration de ce travail. Elles se résument par la possibilité de construire un simulateur de stabi-

lité transitoire basé sur les Réseaux des Neurones Artificiels (RNA). Deux approches ont été employées pour tenter de construire un tel simulateur. Les résultats obtenus sur un réseau d'essai de 32 barres incluant des composantes hydrauliques et à vapeur, des systèmes d'excitation complexes, des stabilisateurs de réseau, des SVC et des modèles nonlinéaires de charge ont montré qu'une bonne qualité de simulation peut être obtenue à partir de ces deux méthodes. Cependant, les réseaux de neurones artificiels se sont montrés très limités en pratique dans l'application pour la simulation de la stabilité transitoire, particulièrement lorsque l'objectif est la détermination des limites de sécurité. Les détails sur ces deux méthodes, leurs éventuels avantages et leur limitations pratiques sont consignés dans la référence [Kandil, Marceau et al., 1996] que l'on retrouve dans l'annexe B.

Une autre approche pour la simulation de la stabilité transitoire basée sur le traitement parallèle distribué a été développée. Les limitations pratiques des deux méthodes mentionnées ci-dessus sur les réseaux de neurones artificiels ont conduit au développement de cette approche où les poids étaient calculés dans la méthode utilisant les réseaux de neurones artificiels à partir des paramètres du système. Dans cette approche, la grande capacité d'entension (mapping) des RNA n'est pas utilisé, cependant leur calcul parallèle est préservée et aussi une grande vitesse de simulation peut être anticipée de cette méthode. Des résultats précis de simulation ont été obtenus par cette méthode. Comparée à la méthode précédente, cette approche est plus prometteuse. Elle est plus flexible dans les modifications topologiques ou tout autre modification survenant le réseau électrique. Aucun entraînement n'est nécessaire quand le calcul parallèle est utilisé et une grande vitesse de simulation peut être obtenue.

Cependant, une exploration plus poussée est nécessaire dans cette méthode proposée. Son utilisation pratique ainsi que son implantation comme simulateur de réseau électrique doivent être étudiées plus en profondeur. De plus, bien qu'un temps de simulation entièrement court soit attendu dans l'implantation de ce concept, le gain doit être quantifié. Pour cela, il est conseillé pour des recherches futures de mieux explorer cette méthode. S'il est prouvé qu'elle possède des avantages par rapport aux méthodes classiques de simulation de stabilité transitoire, alors un programme complet et bien organisé capable d'extraire ou d'estimer les poids des réseaux de neurones à partir des paramètres du réseau électrique serait nécessaire. Finalement, une implantation de ce concept serait vivement recommandée. Le concept de cette approche, les développements mathématiques des poids à partir des paramètres du système et les résultats de simulation obtenus, les forces et les faiblesses de la méthode sont présentées en détail en annexe C.

RÉFÉRENCES

ALOSIO, M. A., LA SCALA, M., and SBRIZZAI, R., (05/1997), "A Distributed Computing Approach for Real-Time Transient Stability Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2 pp. 981-987.

ALVARADO, F. I., (07-08/1976), "Computational Complexity in Power Systems", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-95, pp. 1028-1037.

ALVARADO, F. I., (05-06/1979), "Parallel Solution of Transient Problems by Trapezoidal Integration", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, pp. 1080-1090.

ALVARADO, F. I., LASSETER, R. H., and SANCHEZ, J. J., (12/1983), "Testing of Trapezoidal Integration with Damping for the Solution of Power Transient Problems", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 12, pp. 3783-3790.

ANDERSON, P. M., and FOUAD, A. A., (1977), "Power System Control and Stability", The Iowa State University Press", Ames, Iowa, U.S.A.

AYLETT, P. D. (09/1958), "The Energy Integral-Criterion of Transient Stability Limits of Power Systems", Proc. IEE, 105c, No. 8, pp. 527-536.

BALU, N. BERTRAM, T., BOSE, A., et al., (02/1992), "On Line Power Security Analysis," Proceedings of the IEEE, Vol. 80, No. 2, pp. 280.

BEDFORD T. J., and JACK, A. G., (1988), "A Method to Compute Transients in Synchronous Generators Using Frequency Domain Methods", IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 3, pp. 367-374.

BERRY, T., DALE, L., DANIELS, A., and DUNN, R., (07/1993), "Real-Time Modeling of Multimachine Power Systems," IEE Proceedings-C, vol. 104, no. 4, pp. 241-248.

BRASCH, F. M., VAN NESS, J. E., and KANG, S. C., (1981), "Design of Multiprocessor Structures for Simulation of Power System Dynamics", EPRI Final Report, Vol. EL-1756, RP1355-1.

CHAI, J. S., ZHU, N., BOSE, A., and TYLAVSKY, D. J., (11/1991), "Parallel Newton Type Methods for Power System Stability Analysis Using Local and Shared Memory Multiprocessors", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 6, pp. 1539-1545.

CHIANG, H., CHU, C., and CAULY, G. (11/1995), "Direct Stability Analysis of Electric Power Systems Using Energy Functions: Theory, Applications, and Perspective", Proceedings of the IEEE, Vol. 80, No. 11, pp. 1497-1529.

CROUCH, P. E., MA, W., and TYLAVSKY, D. J., (05/1990); "Harmonic Balance and Frequency Domain Relaxation of Nonlinear Systems", International Symposium

on Circuits and Systems, New Orleans, Louisiana.

CROW, M. L., and ILIC, M., (08/1990), "The Parallel Implementation of the Waveform Relaxation Method for Transient Stability Simulations", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 5, pp. 922-932.

DEKER, I. C., FALCAO, D. M., and KASZKUREWICZ, E., (02/1992), "Parallel Implementation of a Power System Dynamic Simulation Methodology Using the Conjugate Gradient Method", Trans. on Power Systems, Vol. 7, pp. 458-465.

DEKER, I. C., FALCAO, D. M., and KASZKUREWICZ, E., (08/1992), "Conjugate Gradient Methods for Power System Dynamic Simulation on Parallel Computers", Trans. on Power Systems, Vol. 11, No. 3, pp. 1218-1227.

DEMUTH, H. and BEALE, M., (1992), Neural Network Toolbox for Use with Matlab: Users' Guide, The Mathworks Inc., Nattick, Mass.

DOMMEL, H.W., (04/1969), "Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multiphase Networks," IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-88, No. 4, p. 388.

DOMMEL H. and SATO N., (07-08/1972), "Fast Transient Stability Solutions," IEEE Trans. PAS-91, pp 1643-1650.

ELDER, L., and METCALFE, M., (02/1982) "An Efficient Method for Real-Time

Simulation of Large Power System Disturbances,” IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, no. 2, pp. 334-338.

EL-ABIAD, A., and NAGAPPAN, K., (1966), “Transient Stability Regions for Multi-Machine Power Systems”, IEEE Trans. Power Apparatus and Syst., Vol. PAS-85, pp. 169-179.

EPRI, (07/1997), “Power System Dynamic Analysis, Phase 1,” Report # EPRI EL-484.

EWART, D. N., (1978), “Whys and Wherefores of Power System Blackouts”, IEEE Spectrum, Vol. 15, pp. 36-41.

FOUAD, A.A. (08/1988), “Dynamic Security Assessment Practices in North America,” Report by IEEE Working Group on Dynamic Security Assessment, Power Systems Engineering Committee, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 3, No.3, pp. 1310-1321.

GAGNON, C., SOOD, V.K., BELANGER, J., et al., (1994), “Hydro-Quebec Power System Simulator,” IEEE Canadian Review, No. 19, pp. 6-9.

GEAR, C. W., (1971), “Numerical Initial Value Problems in Ordinary Differential Equations”, Printice-Hall.

GIEST, G. A. and SUNDERMA, V. S., (06/1992), “Network-Based Concurrent

Computing on the PVM System”, Concurrency: Practice and Experience, Vol. 4, pp. 293-311.

GILLARD, D. and BOLLINGER, K., (03/1996), “Neural Network Identification of Power System Transfer Functions,” IEEE trans. on Energy Conversion, vol. 11, no. 1, pp. 104-110.

GLESS, G. E., (1966), “Direct Method of Liapnov Applied to Transient Power System Stability”, IEEE Trans. Power Apparatus and Syst., Vol. PAS-85, pp. 164-179.

HAPP, H., POTTLE, C. and WIRGAU, K., (1979), “Future Computer Technology for Large Power Simulation,” Automatica, 15, pp. 621-629.

HARIRI, S. and VARMA, A., (06/1993), “High Performance Distributed Computing: Promises and Challenges”, Concurrency: Practice and Experience, Vol. 5, pp. 223-233.

HAZEN, H.L., SCHURIG, O.R. and GARDNER, M.F., (1930), “The M.I.T. Network Analyzer: Design and Application to Power Systems,” Trans. AIEE, Vol. 49, pp. 1102.

HINGORANI, N.G., (04/1993), “Flexible AC transmission,” IEEE Spectrum, Vol. 30, No. 4, pp. 40-45.

HYKIN, S., (1994), “Neural Networks: A Comprehensive Foundation”, Macmillan

College Publishing Company, New York.

ILIC-SPONG, M., CROW M. L., and PAI M. A., (1987), "Transient Stability Simulation by Waveform Relaxation Methods", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. PWRS-2, pp. 943-952.

JOHNSON, R., SHORT, M., and CORY, B., (11/1988), "Improved Simulation Techniques for Power System Dynamics", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 4, pp. 1691-1698.

JOHNSON, D.L., and WARD, J.B., (1956), "The Solution of Power System Stability Problems by Means of Digital Computers," Trans. AIEE, vol. 75, pt. III, pp. 1321–1329.

KANDIL, N., MARCEAU, R., DO, X-D., et al., (06/1995), "A Novel Approach to Transient Stability Simulation Using Neural Networks", IEEE Powertech Conference, Stockholm.

KANDIL, N., SOOD, V.K., KHORASANI, K. and PATEL, R.V., (1992), "Fault Identification in an AC-DC Transmission System Using Neural Networks," IEEE Trans. on Power Systems 7, (2), pp. 812-819.

KATO, T. and IKEUCHI, K., (02/1991), "Variable Order and Variable Step-Size Integration Method for Transient Analysis Programs", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 1, pp. 206-213.

KUNDERT, K. S., and SANGIOVANNI-VINCENTELLI A. L., (1986), "Simulation of Nonlinear Circuits in the Frequency Domain," IEEE Trans. on Computer-Aided Design, Vol. CAD-5, pp. 521-535.

KUNDUR, P., (1994), "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, Inc., New York.

KYUWA, S., YOSHIDA T., et al., (05/1994), "Operator Training Simulator with Real-Time Transient Stability Analysis," IEEE Transaction on Power Systems, vol. 9, no. 2, pp. 721-729.

LASCALA, M., BOSE, A., TYLAVSKY, D., and CHAI, J., (05/1989), "A Highly Parallel Method for Transient Stability Analysis", IEEE Proc. of Power Industry Computer Applications Conference, Seattle, pp. 380-386.

LASCALE, M., BRUCOLI, M., TORELLI, F., and TROVATO, M. (02/1990), "A Gauss-Jacobi-Block-Newton Method for Parallel Transient Stability Analysis," IEEE PES Winter Meeting, Atlanta, Georgia.

LASCALA, M., SBLENDORIO, G., and SBRIZZAI, R., (05/1994), "Parallel-in-Time Implementation of Transient Stability Simulations on a Computer Network", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 9, pp. 1117-1125.

LEE, S. Y., CHIANG, H. D., LEE K., G., and KU, B. Y., (05/1989), "Parallel Power System Transient Stability Analysis on Hypercube Multiprocessors", Power Industry

Computer Applications Conference, Seattle, pp. 400-406.

LELARASMEE, E., RUEHLI, A.E., and SANGIOVANNI-VINCENTELLI A. L., (1982), "The Waveform Relaxation Method for Time-Domain Analysis of Large Integrated Circuits", Trans. Computer-Aided Design of Integrated Circuits and Systems, Vol. CAD-1 pp. 131-145.

MCLAREN, P.G., KUFFEL, R. and WIERCKX, R., (1991), "A Real Time Digital Simulator for Testing Relays," IEEE/PSM 1991, Summer Meeting, Paper 91 SM319-4 PWRD.

MAGNUSSON, P. C., (1947), "Transient Energy Method for Calculating Stability", AIEE Trans., Vol. 66, pp. 747-755.

MARCEAU, R.J., MAILHOT, R. and GALIANA, F.D., (08/1993), "A Generalized Shell for Dynamic Security Analysis in Operations Planning," IEEE Trans. on Power Systems, vol.8, no.3, pp. 1098-1106.

MARCEAU, R. J., KANDIL, N., DO, X-D. et al., (09/1995), "An Investigation on the Use of Artificial Neural Networks for Rapid Transient Stability Simulation", Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, CCECE'95, Montreal, Que., Canada.

MARCEAU, R., SIRANDI, M., SOUMARE, S., and DO, X. D., (1996), "A Review of Signal Energy Analysis for the Rapid Determination of Dynamic Security Limits",

Can. J. Elect. & Comp. Eng., Vol. 21, No. 4, pp. 125-131.

MARTI, J. R., GARRET, B. W., DOMMEL, H. W., and WEDPOHL, L. M., (1985), "Transients in Power Systems: Frequency Domain and Time Domain Analysis", Internal Report, University of British Columbia.

MARTI, J. R. and LIN, J., (05/1989), "Suppression of Numerical Oscillations in the EMTP", IEEE Trans. Power Systems, Vol. PAS-89, No. 2, pp. 739-747.

MEES, A. I., (1972), "The Describing Function Matrix", Inst. Maths. Applic., Vol. 10, pp. 49-67.

MONTAGNA, M., GRANELLI, G. P., VUONG, G. T., and CHAHINE, R., (1995), "Dynamic Levelwise Scheduling for Sparse Matrix Factorization on Vector Computers", Electric Power Systems Research, 33, pp. 185-192.

MONTAGNA, M., GRANELLI, G. P., VUONG, G. T., and CHAHINE, R., (02/1995), "Levelwise Algorithms for Sparse Power System Matrices", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 1, No. 1, pp. 239-245.

NAKRA, H., VAUGHAN, R., et al., (05/1995), "Real-Time Simulator for Power System Dynamics Studies," IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 10, No. 2, pp. 1063-1070.

NARENDRA, K.S. and PARTHASARATHY, K., (1990), "Identification and Con-

trol of Dynamical Systems Using Neural Networks," IEEE Trans. on Neural Networks, vol. 1, no. 1. pp. 4-27.

NEWOTON, A. R., (09/1979), "Techniques for the Simulation of Large Scale Integrated Circuits", IEEE Trans. on Circuit and Systems, Vol. CAS-26, No. 9.

NGUYEN, T.T. and BUI, H.X., (1993), "Neural Network Dynamic Load Model," Proc. 4th International Symposium on Expert System Application to Power Systems, Melbourne, Australia, pp. 467-472.

OOI, B.T., LEE, H.C. et al., (07/1993), "Real-Time Computation by Parallel DSPS for Control and Simulation," IMACS-TCI'93.

PARK, D.C., EL-SHARAKAWI, M.A., and MARKS II, R.J., (1991), "Electric Load Forecasting Using Artificial Neural Networks," IEEE Trans. on Power Systems, 6, (2), pp. 442-449.

RAFIAN, M., STERLING, M., and IRVING, M., (05/1987), "Real-Time Power System Simulation," IEE Proceeding, Vol. 134, Pt. C, No. 3, pp. 206-223.

TINNEY W. F., and PETERSON, N. M. (09/1971), "Steady-State Security Monitoring", Brown-Boveri Symposium, Real-Time Control of Electric Power Systems, Baden, Switzerland, pp. 27-28.

TAOKA, H., ABE, S. and TAKEDA, S., (12/1983), "Fast Transient Stability Solution

Using an Array Processor," IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 12, pp. 3835-3841.

TAOKA, H., IYODA, I. and NOGUCHI, H., (02/1992), "Real-Time Digital Simulator for Power System Analysis on a Hypercube Computer," IEEE Trans. on Power systems, Vol. 7, No. 1, pp. 1-9.

TAOKA, H., IYODA, I., et al., (05/1994), "Real-Time Digital Simulator with Digital/Analog Conversion Interface," IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 9, No. 2, pp. 862-868.

TYLAVSKY, D. J., BOSE, A., et al., (05/1992), "Parallel Processing in Power Systems Computation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 2, pp. 629-638.

TYLAVSKY, D. J., CROUCH, P. E., and ASTRECH, D.J. (1989), "Frequency Domain Relaxation of Power System Dynamic", PICA Conf.

SALEH, R. A. et al., (12/1989), "Parallel Circuit Simulation on Supercomputers", Proceedings of the IEEE, Vol. 77, No. 12.

SANGIOVANNI-VINCENTELLI A. L. and WHITE J., (1985), "Waveform Relaxation Techniques and their Parallel Implementation", Proc. IEEE Conf. on Decision and Control, Ft. Lauderdale, pp. 1544-1551.

SOBAJIC, D.J., and PAO, Y.H., (1989), "Artificial Neural-net Based Dynamic Security Assessment for Electric Power Systems," IEEE Trans. on Power Systems, 4, (1), pp. 220-228.

SOUCEK, B. and SOUCEK, M., (1988), "Neural and Massively Parallel Computers, The Sixth Generation", Wiley, New York.

SUNDERAM, V. S., (12/1990), "PVM: A Framework for Parallel Distributed Computing", Concurrency: Practice and Experience, Vol, 2, pp. 315-339.

WEDEPOHL, L. M., (1989), "Frequency Domain Solutions of Electromagnetic Transients", Manitoba HVDC Research Center, Center Journal, Vol. 3, No. 1.

WIDROW, B. and STERNS, D., (1985), "Adaptive Signal Processing", New York, Prentice-Hall.

VALETTE, A. and VUONG, T., (08/1982), "Modélisation des Machines Électriques dans un Programme de Stabilité Transitoire Utilisant une Approche SI," IMAGS World Congress on System Simulation and Scientific Computation, Montreal.

VALETTE, A., LAFRANCE, F., LEFEBVRE, S., and RADAKOVITZ, L., (01/1987), ST600 Stability Program: User Manual Version 701, Hydro-Quebec, Vice-presidence technologie et IREQ.

VUONG, T. and VALETTE, A., (12/1985), "A Complex Y-Matrix Algorithm for

Transient–Stability Study”, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS–104, No. 12.

ZHANG, Y., CHEN, G., et al., (03/1993), “An Artificial Neural Network Based Adaptive Power System Stabilizer,” IEEE trans. on Energy Conversion, Vol. 8, No. 1, pp. 71–77.

Annexe A

A Sparse Reduced System Approach for Accelerating Transient Stability Simulation Using

N. Kandil R. Marceau X. Dai-Do V. Sood

PSCC'99

A REDUCED SPARSE SYSTEM (RSS) APPROACH FOR ACCELERATING TRANSIENT STABILITY SIMULATION

N. Kandil R. J. Marceau X. D. Do
Département de Génie Électrique et de Génie Informatique
École Polytechnique de Montréal

V. K. Sood
Hydro-Québec

Montréal, Québec, Canada

KEYWORDS

Transient stability, numerical simulation, algorithms, power systems.

ABSTRACT

In this paper, a new algorithm to speed up transient stability simulation is proposed based on the simultaneous implicit approach. The Reduced Sparse System (RSS) algorithm employs system reduction resulting in fewer arithmetic operations, consequently increasing the speed of transient stability simulations. In the RSS approach, sparsity is preserved allowing the use of solution techniques traditionally applied to sparse matrices. Simulation results show that this technique is efficient and provides high quality of simulation when compared to those obtained from ST600, the commercial transient stability program developed and used for many years by Hydro-Québec. The estimated number of arithmetic operations per time step is used to quantify the gain and advantages of this proposed approach. Compared to other existing methods, simulation time can be significantly reduced. For example, in the case of a 1000 bus system, an estimated gain of 4 is obtained using this proposed RSS algorithm.

1. INTRODUCTION

A major activity in utility system planning and operations is to test system transient stability relative to disturbances. Transient stability analysis is used to determine a power system's ability to reach an acceptable steady-state operating condition following a disturbance. Generally speaking, transient stability analysis is performed in power companies almost exclusively by means of step-by-step numerical integration techniques. In these simulations, the behaviour of a present or proposed power system is evaluated to determine either its state (i.e. stable or unstable) or its stability limits. This time-domain approach has several advantages: 1) it is directly applicable to any level of detail of power system models, 2) all the information of state variables during transient as well as steady-state is available, 3) simulation results can be directly interpreted by system operators, 4) instability mechanisms can be examined in detail. However, the main disadvantage of this practice is that it requires intensive time-consuming numerical integration, making it difficult to satisfy the time-constraints of most on-line applications.

An intensive effort has been made to speed up transient stability simulations including improved solution techniques [1], software frameworks for mechanizing limit-search processes [2], parallel processing [3], and neural network applications [4]. In this paper, a new

algorithm to speed up transient stability simulations is proposed based on the simultaneous implicit approach. This algorithm employs system reduction resulting in fewer arithmetic operations, and consequently, increasing the speed of transient stability simulations.

2. TRANSIENT STABILITY FORMULATION

With the simultaneous implicit approach, the transient stability problem can be represented by the following system matrix [5]:

$$\begin{bmatrix} [A_G] & [B_G] \\ [C_G] & [[Y] + [Y_L]] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_G \\ \underline{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{R}_G \\ \underline{R}_N \end{bmatrix} \quad (1)$$

where:

- $[A_G]$ – coefficient matrix of all the generators equations as a function of the parameters and the integration rule.
- $[B_G]$ – voltage interface matrix
- $[C_G]$ – current interface matrix
- \underline{R}_G – composite vector of known values and nonlinearities of generators
- \underline{U}_G – composite vector of generator variables
- $[Y_L]$ – diagonal matrix containing the equivalent admittances of loads
- \underline{R}_N – vector of current residues due to nonlinear loads
- $[Y]$ – network admittance matrix
- \underline{V} – vector of network bus voltages

From the above matrix system, we obtain the following two equations

$$\underline{U}_G = -[A_G]^{-1}[B_G] \underline{V} + [A_G]^{-1} \underline{R}_G \quad (2)$$

and

$$[C_G] \underline{U}_G = -[[Y] + [Y_L]] \underline{V} + \underline{R}_N \quad (3)$$

Substituting (2) into (3), gives

$$\begin{aligned} -[C_G][A_G]^{-1}[B_G] \underline{V} + [C_G][A_G]^{-1} \underline{R}_G = \\ -[[Y] + [Y_L]] \underline{V} + \underline{R}_N \end{aligned} \quad (4)$$

Defining now the following matrix quantities:

$$[Y_G] = -[C_G][A_G]^{-1}[B_G] \quad (5)$$

and

$$\underline{I}_R = \underline{R}_N - [C_G][A_G]^{-1} \underline{R}_G \quad (6)$$

then equation (4) becomes

$$[[Y] + [Y_L] + [Y_G]] \underline{V} = \underline{I}_R \quad (7)$$

or, more conveniently,

$$[Y_E] \underline{V} = \underline{I}_R \quad (8)$$

Equation (8) represents the basic power-flow problem in a transient stability study. This system of equations is solved at each time t using an "admittance matrix" type of iterative method where ΔI_R is used as a convergence control measure. At each iteration, the new solution vector \underline{V} obtained by solving (8), allows the variables \underline{U}_G to be determined for each generator using (2) and the matrices $[C_G]$ and $[B_G]$ to be adjusted, thus recalculating the $[Y_G]$ matrices and the residue vector \underline{I}_R (containing nonlinearities) using (5) and (6) respectively. Iterations are performed until the largest element of the vector ΔI_R reaches a specified tolerance. Since the rotation matrices $[C_G]$ and $[B_G]$ depend on the internal angle of the machine δ , which varies relatively slowly, convergence is rapid because the nonlinearities (saturation, loads, limiters) are very quickly adjusted on the whole. Once convergence has been obtained (i.e. vector \underline{V} remaining stationary apart from the tolerance threshold) the time is incremented by one integration step and the calculation process is repeated.

It should be noted here that $[Y_E]$ is a $2n \times 2n$ sparse matrix where n is the system dimension; i.e. the number of buses in the system. In this paper, we show that this algebraic system, which must be solved iteratively at every time step, can be considerably reduced while preserving its sparsity.

3. THE REDUCED SPARSE SYSTEM (RSS) APPROACH

This approach is based on rearranging the power flow equation (7), or equivalently (8), by separating the system buses in terms of generator and non-generator nodes

$$\begin{matrix} n_g & n_l \\ \left[\begin{array}{c|c} [Y_{GG}] & [Y_{GL}] \\ \hline [Y_{LG}] & [Y_{LL}] \end{array} \right] \begin{bmatrix} \underline{V}_G \\ \underline{V}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_{R_G} \\ \underline{I}_{R_L} \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (9)$$

where the subscript G is used to denote generator nodes and the subscript L is used for the remaining nodes. Thus for a network with n_g generator nodes and n_l non-generator buses, \underline{V}_G is a vector of dimension $(n_g \times 1)$ representing the generator voltages and \underline{V}_L is a vector of dimension $(n_l \times 1)$ representing voltages at non-generation nodes. \underline{I}_{R_G} is a current vector representing generator nonlinearities and \underline{I}_{R_L} is a vector of current residues due to nonlinear loads. Nodes which are neither generation nor loads are treated as load buses with zero current loads.

Expanding (9) gives

$$[Y_{GG}] \underline{V}_G + [Y_{GL}] \underline{V}_L = \underline{I}_{R_G} \quad (10)$$

and

$$[Y_{LG}] \underline{V}_G + [Y_{LL}] \underline{V}_L = \underline{I}_{R_L} \quad (11)$$

The RSS approach is based on the idea of using a predicted value for \underline{V}_L and solving (10) iteratively for \underline{V}_G . When convergence is reached and iterations are stopped, \underline{V}_L is corrected using (11). The vector of current residues due to nonlinear loads is considered to be known from the

last time step. Therefore, the system to be solved iteratively is represented by

$$[Y_{GG}] \underline{V}_G = \underline{I}_{R_G} - \underline{\gamma} \quad (12)$$

where $\underline{\gamma}$ is a vector considered to be constant during the iterative process and is given by

$$\underline{\gamma} = [Y_{GL}] \underline{\hat{V}}_L \quad (13)$$

$\underline{\hat{V}}_L$ is a vector representing the predicted values of voltages at non-generation nodes. Figure 1 presents a simplified flow chart for this approach. The next section considers the issue of voltage prediction.

3.1 Voltage Prediction

To solve equation (10) for \underline{V}_G , a predicted value of \underline{V}_L is used. In the course of the present work, different types of predictors including linear, quadratic, cubic, and neural network predictors were investigated. However, linear prediction was found to be the most stable, accurate, and efficient for this application. In addition, it is less

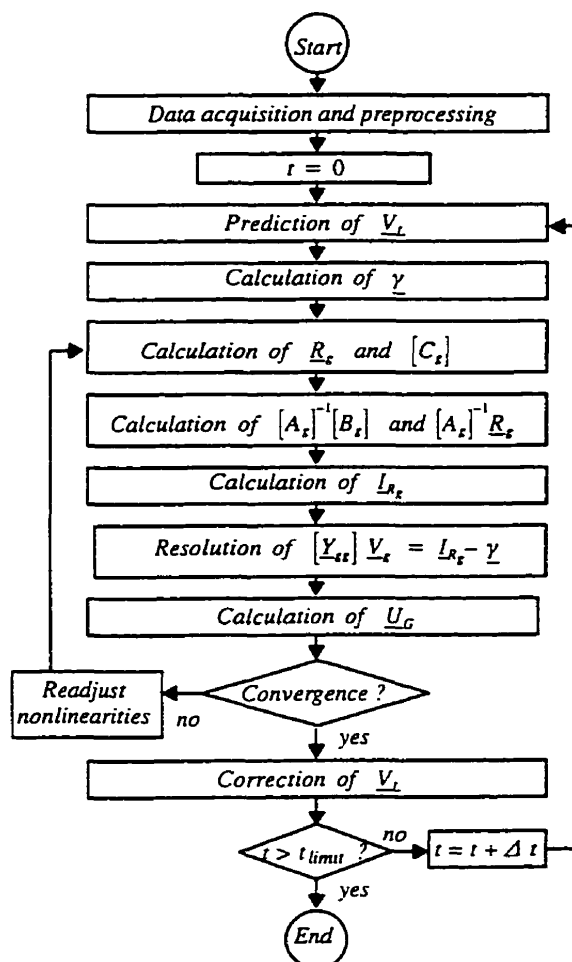


Fig.1 Simplified flowchart of a transient stability program using the proposed reduced sparse system approach.

costly when compared to other techniques in terms of the number of arithmetic operations and the computation time needed for the prediction process. Using linear estimation, the voltages of non-generation nodes, at time $(t+\Delta t)$, are given by

$$\tilde{V}_L(t + \Delta t) = \underline{V}_L(t) + [\underline{V}_L(t) - \underline{V}_L(t - \Delta t)] \quad (14)$$

where Δt is the time step and \underline{V}_L is a real vector containing the real and imaginary parts of the complex voltages at non-generation buses.

However, it can be shown that not all of the non-generation bus voltages need to be predicted, but only some of them. In fact, only the voltages of those buses which are directly connected to the generation nodes have to be known in order to solve equation (10). This is due to the fact that, in practice and in a real power system, each generator is connected to the network through a transformer; i.e. each generation bus is connected to one, and only one, bus in the system.

3.2 Application of the Reduced Sparse System (RSS)

The proposed Reduced Sparse System (RSS) approach has been applied to the Western Systems Coordinating Council (WSCC) nine-bus test system which was used in one of the most important EPRI (Electrical Power Research Institute) projects aimed at testing and evaluating the algorithms used for power system dynamic analysis [7]. The test system includes detailed generator models, static excitation systems, power system stabilizers, and different types of turbines. The system and data needed for the load flow problem are shown in Figure 6. The transient stability data used for this study are provided in [7].

The proposed algorithm has been tested for different types of nonlinear loads. In addition, the use of different values of the step size Δt has been investigated, and the results are compared to those obtained from the ST600, the commercial transient stability program developed and used by Hydro-Quebec. Figure 2 shows results obtained by this method for the case of detailed machines, nonlinear (constant current) loads and a half cycle step size ($\Delta t=0.5$ cycle). This enables initial conditions to be seen clearly. The disturbance is a three-phase fault applied to the GEN 2 230 KV bus at time 16 cycles (i.e. 0.26666 seconds). The fault is cleared and the line from GEN 2 230 KV bus to the STATION A 230 KV bus is opened at time 22 cycles (i.e. 0.36666 seconds); i.e. fault duration is 6 cycles.

3.3 Effect of Step Size Δt

The effect of the integration step magnitude, Δt , on the proposed approach has been investigated in detail. Different values of Δt have been tried, and the new method seems to have a certain degree of sensitivity with respect to the step size, Δt . For example, Figure 1 shows that exact simulation results (when compared to ST600) can be obtained using $\Delta t=0.5$ cycles. However, for a step size six times larger, the proposed approach introduces a small, but constant, error compared to the ST600 simulation results (Figure 3). It is clear that, in this case, the

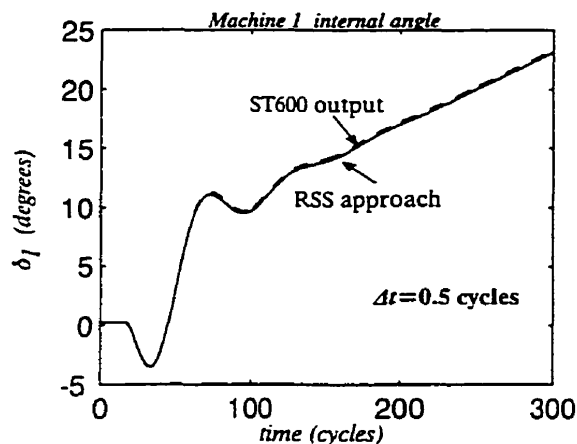


Fig. 2 Simulation results using the RSS approach for the WSCC nine-bus test system with full machine models, nonlinear (constant current) loads and $\Delta t=0.5$ cycle.

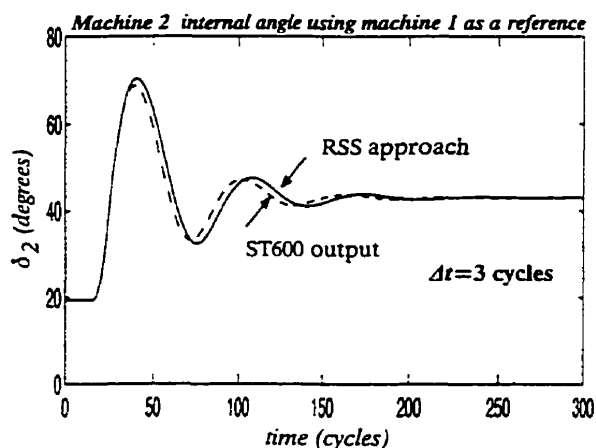


Fig. 3 Effect of integration step size, Δt , on the Reduced Sparse System (RSS) approach.

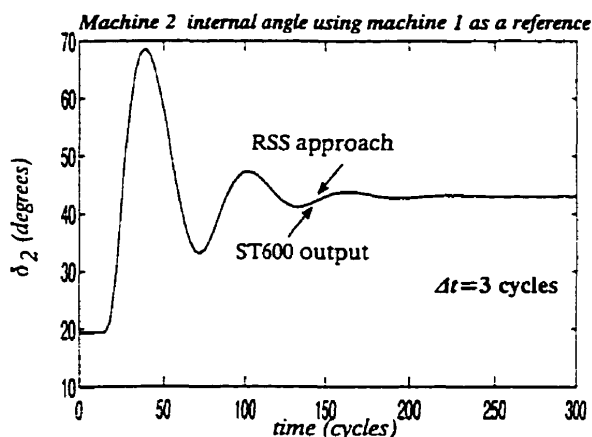


Fig. 4 RSS combined with treatment of simulation error (phase shift) of Figure 2 for a large step size, Δt , with predictor-corrector method.

small error (phase shift) is constant and does not increase with time, i.e. it does not lead to numerical instability. In addition, it should be noted that, in most transient stability simulations, only small values of Δt are employed. However, to ensure numerical stability more generally, this error may be treated using the technique of a repeated solution which is discussed next.

3.4 Treatment of the Error in the Case of Large Step Size Δt

The error of the previous section can be treated and eliminated using the following technique of prediction and correction: After predicting \underline{V}_L , solving (10) iteratively for \underline{V}_G , and correcting \underline{V}_L using (11), then the time is not increased by Δt , instead, equation (10) is resolved for \underline{V}_G using the most recent (corrected) values of \underline{V}_L . This slightly affects the gain of the proposed approach, but on the other hand, it ensures consistent simulation results compared to the ST600 transient stability simulation program, even in the case where a large step size is used. Figure 4 presents simulation results for $\Delta t=3$ cycles where the error (phase shift) has been eliminated using the above prediction-correction technique.

3.5 Treatment of Discontinuities

An accurate voltage prediction at time of discontinuities is not possible regardless of the prediction techniques used. Therefore, the problem of discontinuities is treated by one of the two following techniques: 1) using the complete original system at only the discontinuities, or 2) using the proposed method with repeated solution process (i.e. prediction-correction method) at discontinuities.

3.6 Performance of the Reduced Sparse System Approach

Results from the WSCC nine-bus test system with full machine models (i.e. speed governor, excitation system, etc.), different types of nonlinear loads, and different values of step size (Δt), have showed that this technique is able to give a high quality of simulation when compared to results obtained from the ST600 transient stability program. The advantage of this new algorithm resides in reducing the system while preserving its sparsity, and therefore, allowing the use of solution techniques traditionally applied to sparse matrices. As a result, with this proposed approach, the number of arithmetic operations is considerably reduced even when LDU factorization is used. The number of arithmetic operations is used to quantify the gain obtained by using this reduced sparse system technique. Here, we use recognized methods [6] in order to estimate the expected gain the proposed approach.

3.6.1 Number of Multiplications Performed when the Original Complete System is Used

Power systems are very sparse, and the LDU factorization technique has been used successfully in solving such systems. The number of multiplications per iteration needed to solve the original complete system of equation (8), when using LDU factorization such as in the ST600 software, is given by [6]

$$m_1 = (2\hat{\tau}_u + n) \text{ multiplications/iteration} \quad (15)$$

where n is the system dimension and $\hat{\tau}_u$ is the number of nonzero elements in the strictly upper triangular portion of $[Y_E]$, after reordering, and is given by

$$\hat{\tau}_u = 2\tau_u \quad (16)$$

τ_u is the number of elements in the strictly upper triangular portion of $[Y_E]$, before reordering, and can be defined by

$$\tau_u = \alpha n \quad (17)$$

n always represents the system dimension (dimension of $[Y_E]$) and α is a constant reflecting the system's connectivity and may take any value between 1.2 and 1.7 [6], i.e.

$$\begin{aligned} \alpha &= 1.2 && \text{for a non-dense system} \\ \alpha &= 1.7 && \text{for a dense system} \end{aligned} \quad (18)$$

Therefore, the number of multiplications is given by

$$\begin{aligned} m_1 &= 2\hat{\tau}_u + n = 2(2\tau_u) + n \\ &= (4\alpha + 1)n \text{ multiplications/iteration} \end{aligned} \quad (19)$$

For an average value 1.5 of α , the number of multiplications per iteration, using LDU factorization, is

$$m_1 = (4\alpha + 1)n = 7n \text{ mults/iteration} \quad (20)$$

and per time step, the number of multiplications is

$$\begin{aligned} M_1 &= n_i m_1 \text{ multiplications/time step} \\ &= n_i (7n) \text{ multiplications/time step} \end{aligned} \quad (21)$$

where n_i is the number of iterations needed per time step.

3.6.2 Number of Multiplications Performed by the Proposed Reduced Sparse System (RSS) Approach

For the proposed reduced sparse system, as defined by (12), the LDU factorization technique is not needed since $[Y_{GG}]$ is a diagonal matrix; i.e. neither matrix inversion nor sparse matrix techniques are needed here to solve this equation. However, after convergence is reached and iterations are stopped, LDU factorization may be used to solve (11) for \underline{V}_L since the matrix $[Y_{LL}]$ is still a sparse matrix, and sparsity is preserved. As a result, the number of multiplications per time step for the reduced sparse system approach is given by

$$M_2 = n_{i_2}(2n_s) + 4n_s + (4\alpha + 1)n_i \quad (22)$$

3.6.3 The Gain

The gain of the proposed reduced sparse system approach may thus be defined by

$$G = \frac{M_1}{M_2} = \frac{n_i(4\alpha + 1)n}{2n_{i_2}n_s + 4n_s + (4\alpha + 1)n_i} \quad (23)$$

Results on the nine-bus test system have shown that the proposed approach reduces the number of iterations. However, let us make the following conservative assumption and assume that the same number of iterations is required.

$$n_{i_1} = n_{i_2} = n_i$$

yielding

$$G = \frac{M_1}{M_2} = \frac{n_i(4\alpha + 1)n}{2n_i n_t + 4n_t + (4\alpha + 1)n_i} \quad (24)$$

For a 1000 bus system with 100 generators and an average of 5 iterations at every time step, this gain is

$$G = \frac{5 \times (4 \times 1.5 + 1) \times (1000)}{2 \times 5 \times 100 + 4 \times 100 + (4 \times 1.5 + 1) \times 900} = 4.54$$

Hence, the approach is seen to be superior even when sparse techniques are used. However, the gain obtained by equation (24) may not be exact because the value of α , the constant reflecting matrix sparsity, may have been changed after rearranging the system in equation (8), and this may affect the gain. Let us now discuss this point.

3.6.4 More Accurate Calculation of the Gain

In (24), α , the constant reflecting matrix sparsity, is considered the same for both cases, the original complete sparse system and the proposed reduced sparse system. This may not be precisely correct because of the rearrangement of the system admittance matrix in (8) (see also (9)) where $[Y_{GG}]$ is a diagonal matrix, $[Y_{GL}]$ and $[Y_{LG}]$ are very sparse, and $[Y_{LL}]$ is slightly more dense than the original complete system; i.e. $[Y_{LL}]$ has become more dense because of the fill-in caused by the reordering. As a result, α may now have a different value than it had before the rearrangement, and this may result in a higher number of multiplications needed for solving equation (11). Therefore, the gain of this approach, defined in equation (24), must be redefined by

$$G' = \frac{M_1}{M'_2} = \frac{n_i(4\alpha_1 + 1)n}{2n_i n_t + 4n_t + (4\alpha_2 + 1)n_i} \quad (25)$$

where α_1 is the constant reflecting the matrix sparsity in the original matrix system (8), and α_2 is the constant reflecting the sparsity of the $[Y_{LL}]$ matrix for the RSS approach. If only a single iteration is performed, the same number of multiplications results in both cases, and therefore, α_2 may be determined by

$$G' = \frac{M_1}{M'_2} = \frac{(1)(4\alpha_1 + 1)n}{2(1)n_t + 4n_t + (4\alpha_2 + 1)n_i} = 1 \quad (26)$$

giving

$$\alpha_2 = \frac{n}{n_i} \alpha_1 + \frac{3n_t}{4n_i} \quad (27)$$

which proves that α_2 is, in fact, higher than α_1 because n is always bigger than n_i ; i.e. $n > n_i$. In other words, the matrix $[Y_{LL}]$ is less sparse because of the rearrangement of equation (8), and this affects the gain calculated in equation (24). For the 1000 bus system, 100 generators, and $\alpha_1 = 1.5$, α_2 is given by

$$\alpha_2 = 1.1111 \alpha_1 + 0.0833 = 1.75 \quad (28)$$

and the estimated gain for the 1000 bus system becomes

$$G' = \frac{5 \times (4 \times 1.5 + 1) \times (1000)}{2 \times 5 \times 100 + 4 \times 100 + (4 \times 1.75 + 1) \times 900} = 4.07$$

4. LIMIT SEARCH USING THE RSS APPROACH

In dynamic security analysis, an important task is the determination of transient and long-term stability transfer limits. Presently, transfer limit determination is typically performed off-line in the operations and system planning environments. This analysis is traditionally performed using digital load flow and transient stability simulation packages.

Security limit determination follows directly from a simple comparison of different transfer limits obtained for different contingencies at different locations: the lowest transfer limit is the security limit [2]. Therefore, an important feature of a transient stability algorithm is its ability to be used for performing the transfer limit search process. The proposed approach has therefore been tested for such use and has been found to yield the same transfer limits as those obtained by ST600 for identical tolerances.

To find a transient stability transfer limit one performs transient stability simulations of the same contingency (fault type and location) for different values of pre-contingency power transfer. This is done by varying the dispatching of the generating stations which inject power, and the value of the load is changed accordingly. Figure 5 illustrates the results of a transient stability limit search process where the voltage (in p.u.) as a function of time at the STATION A 230 KV and the GEN 2 230 KV bus is presented. Each voltage waveform corresponds to the transient stability simulation for a different initial steady-state power transfer.

Figure 5 shows limit search results obtained by *Matlab* using the proposed RSS approach compared to those obtained using ST600. By obtaining the same transient stability transfer limit, the proposed algorithm demonstrates its capability to be used in a limit search process showing good performance and a high quality of simulation even for cases where power transfer is near the limit.

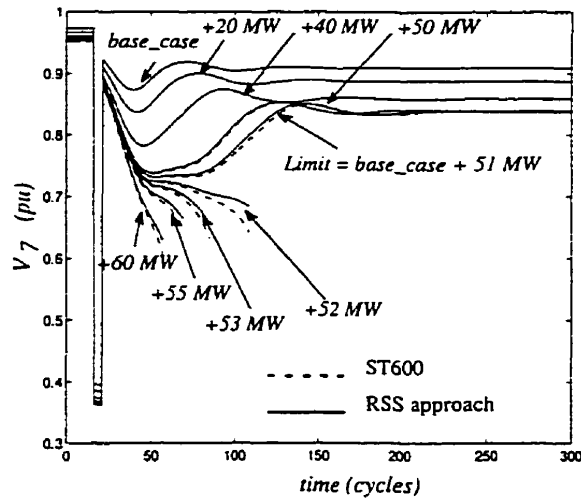


Fig. 5 Limit search on the WSCC nine bus test system with full machine models, nonlinear (constant power) loads and $\Delta t = 0.5$ cycle

Annexe B

A Novel Approach to Transient Stability Simulation Using Neural Networks

N. Kandil R. Marceau X. Dai-Do G. Vuong V. Sood

IEEE Powertech Conference, Stockholm, June 1995

A Novel Approach to Transient Stability Simulation Using Neural Networks

Nahi Kandil Richard J. Marceau(M) Xuan-Dai Do(SM)
Department of Electrical and Computer Engineering
Ecole Polytechnique de Montreal

Gia Tong Vuong(M) Vijay Sood(SM)
Hydro-Quebec

Montreal, Quebec, Canada

Abstract – Traditionally, three approaches have been used to perform simulations of various power system phenomena: analog, digital, and hybrid. In this paper, a novel approach for rapid transient stability simulation based on artificial neural networks (ANNs) is proposed. The power system is broken down into components, each of which is represented by a distinct ANN module. These modules are individually trained and then brought together to form an integrated ANN power system simulator capable of emulating transient stability behaviour. Results obtained on a 32-bus test system including hydro and steam units, complex excitation systems, power system stabilizers, SVCs and nonlinear load models show that high quality simulation can be achieved using this approach.

Keywords: artificial neural networks, transient stability, simulation.

I. INTRODUCTION

Three approaches have so far been used to perform simulations of various power system phenomena: analog, digital, and hybrid. Analog simulation technology was initially introduced in the late 1920s [1], yielding high quality real-time performance but suffering a number of drawbacks such as a lack of flexibility and the need for large quarters to house the simulator. Furthermore, sophisticated simulators are costly to build, to operate and to maintain. As a result, such simulators are owned by a very few utilities and are used mainly to study small to medium-sized networks, although large networks can be

modeled if sufficient simulator components are available [6]. Digital simulation of transient stability phenomena was introduced in the 1950s [2], followed by that of electromagnetic transient phenomena in the late 1960s [3]: this employs numerical algorithms executed on general-purpose or specialized hardware [4,5]. Digital simulators are more flexible and compact than analog simulators, and can model very large networks, but increasing simulation speed to achieve real-time performance with such networks requires costly, leading-edge computer technology. Hybrid simulators [6] combine the advantages and disadvantages of both of these two techniques.

In this paper, an entirely different approach is proposed for performing rapid transient stability simulation, based on artificial neural networks. Artificial neural networks (ANN), whose operation is based on certain known properties of biological neurons, comprise various architectures of highly interconnected processing elements that offer an alternative to conventional computing approaches. They respond in parallel to a set of inputs and are more concerned with transformations than algorithms and procedures. They can achieve complicated input-output mappings without explicit programming and extract relationships (both linear and nonlinear) between data sets presented during a learning process. ANNs are massively parallel, so that, in principle, they are able to respond with high speed. Furthermore, the redundancy of their interconnections ensures robustness and fault tolerance, and they can be designed to self-adapt and learn [7].

In this work, these strengths are exploited to demonstrate the feasibility of building an ANN transient stability simulator. Essentially, the power system is broken down into components, each of which is represented by a distinct ANN module. These modules are individually trained and then brought together to form an integrated ANN power system simulator capable of emulating transient stability behaviour. Results obtained on a 32-bus test system (see Appendix) including hydro and steam units, complex excitation systems, power system stabilizers, SVCs and nonlinear load models show that high quality simulation can be achieved using such an approach.

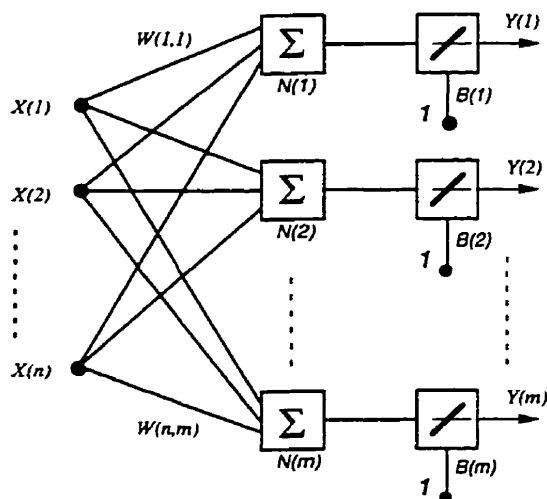


Fig. 1. Type of linear ANN used (ADALINE)

II. TYPE OF NEURAL NETWORK USED

Many types of ANNs have been developed based on either linear or nonlinear neurons. In principle, if a problem is nonlinear, the use of nonlinear neurons (i.e. neurons whose output is filtered through a nonlinear activation function) is a good starting point for building an appropriate ANN. However, ANNs with linear neurons (i.e. neurons with no activation functions at the output) can also be trained to associate input vectors with desired (target) outputs, and to approximate any reasonable function linearly, especially when feedback is used [7]. Additionally, linear ANNs have practical advantages which make them attractive. For example, such ANNs have a parabolic error surface [7], hence a unique minimum: when they are trained, a single minimum error can be reached with the knowledge that it is indeed a global minimum. Alternatively, ANNs based on nonlinear neurons usually exhibit many local minima: such ANNs are therefore more difficult and lengthy to train for a given desired output error. Though many aspects of power system transient behaviour are nonlinear (the swing equation, saturation in transformers and control systems, etc.), the present paper shows that it is possible to build a power system transient stability simulator based on a particular linear ANN technology, the simple adaptive linear element (ADALINE), combined with the use of feedback.

The present ANN transient stability simulator was constructed using the MATLAB neural net toolbox [19] on a SUN Sparc 10 workstation. This software permits the simulation of many different types of artificial neurons and their subsequent connection into large ANNs. The present work, though not a hardware implementation, establishes the feasibility of the concept.

III. MODELING THE POWER SYSTEM

The basic concept underlying the ANN transient stability simulator is as follows: the power system is broken down into a number of pieces which are a) trained separately and b) interconnected to perform the required simulations. For this strategy to succeed, the following two challenges must be addressed:

- 1) The power system must be divided into modules such that the physical quantities used to interconnect the ANN modules must remain continuous regardless of modifications brought to the ANN modules in order to model changes in power system topology. This is because topological changes such as i) the application of faults, ii) the removal of faults, and iii) the corresponding removal of lines, transformers or other major transmission system elements are inherent to simulating large scale disturbances.
- 2) An appropriate training strategy must be identified. This strategy must meet several contradictory objectives: i) it should be simple enough that it can be easily applied to any network, ii) it should result in as few simulations as possible, and yet iii) yield a rich training set.

In the present paper, 1) is resolved by dividing the power system into two distinct types of ANN modules:

- i) generator modules (including turbine, speed governor, excitation system and power system stabilizer) for every generating station in a network. The field voltage E and its angle δ behind the machine reactances are the outputs of this module (Fig. 2); and
- ii) a single additional module representing the remaining elements of the power system, including all time-varying machine reactances, the transmission network and system loads. Machine output power and complex terminal voltage at every individual generating station represent the minimum output requirements of this module (Fig. 5). When active, high-power voltage control devices such as SVCs need to be considered, these can also be included within the electrical network module, as demonstrated in the present paper.

As for 2), an appropriately rich yet small training set was found to be generated by applying a normal contingency (i.e. three-phase, six-cycle fault with loss of line) at or very near every individual generating station. This set contains at least one severe case for each and every generating station while including combinations of both easy and severe contingencies for all the generators. The ANN modules are examined next in greater detail.

A. The ANN Generator Module

The outputs of the ANN generator module (Fig. 2) at time t are the internal field voltage magnitude $E(t)$ and angle $\delta(t)$. The inputs to this module include present and

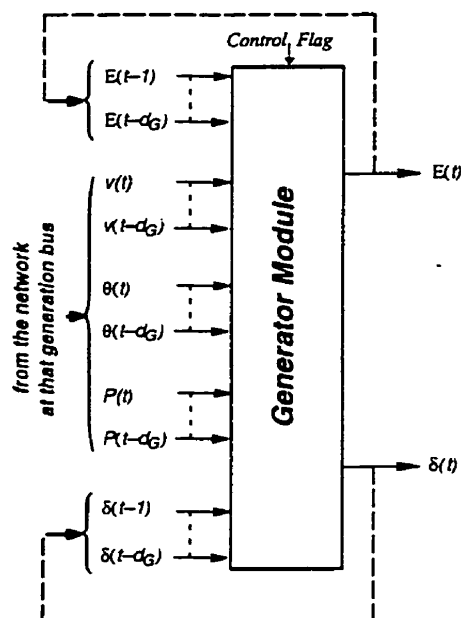


Fig. 2. ANN generator module: generator internal voltage and angle are outputs; real electrical power, terminal voltage magnitude and angle, and feedback are inputs.

past values of the complex generator terminal voltage $\bar{v}(t)$ (i.e. voltage magnitude $v(t)$ and angle $\theta(t)$) and the real electrical power $P(t)$ at the generator bus. The inputs also include feedback from the output in the form of past values of $E(t)$ and $\delta(t)$. These represent the minimum number of physical quantities required at the input of the turbine, speed governor, excitation system and power system stabilizer models for them to be effectively represented by means of an equivalent ANN module. In addition to these, a binary control signal is used to indicate a change in topology of the electrical network in order to increase the efficiency of the training process: the value of this signal is 0 except during a fault, in which case it is set to 1.

Training sets were obtained by running the ST600 transient stability software [8] for a three-phase fault of six-cycle duration with subsequent loss of line at or near every generating station in turn (i.e. seven in all) on the test system described in the Appendix. As only linear ANNs are used, the subsequent training was extremely rapid, of the order of 1.5 minutes for all 7 generators. When machine parameters are varied, simulations and training must be repeated.

The validation of the ANN generator modules was performed with cases not included in the original training set. In Fig. 3, the outputs of one ANN generator module are validated with results from ST600 for a severe contingency (fault near the generator). These results show that the generator ANN module is capable of accurately estimating field voltage and angle behaviour.

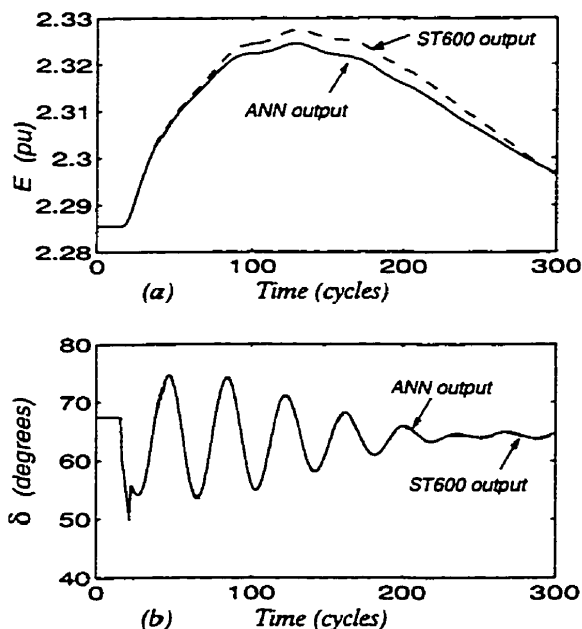


Fig. 3. ANN generator output at bus 4 (Claude) for 3 ϕ fault applied at bus 7002 with subsequent loss of line 7001–7002. (—ST600 output —ANN output).

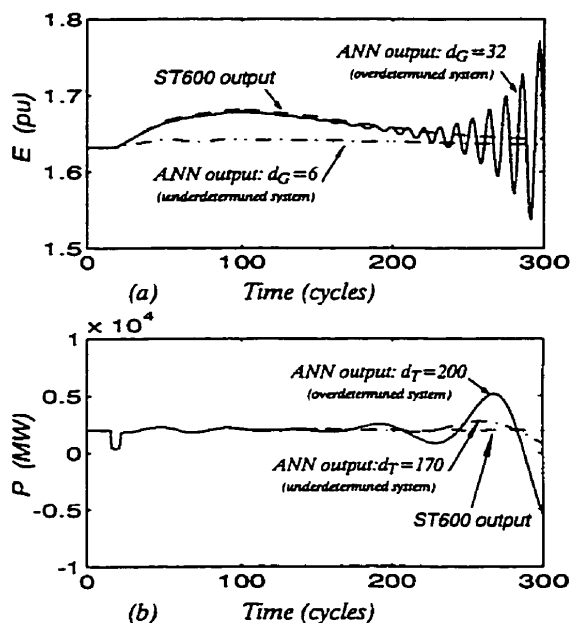


Fig. 4. Effect of varying the number of past points on the accuracy of the simulation: a) ANN generator module, b) ANN electrical network module.

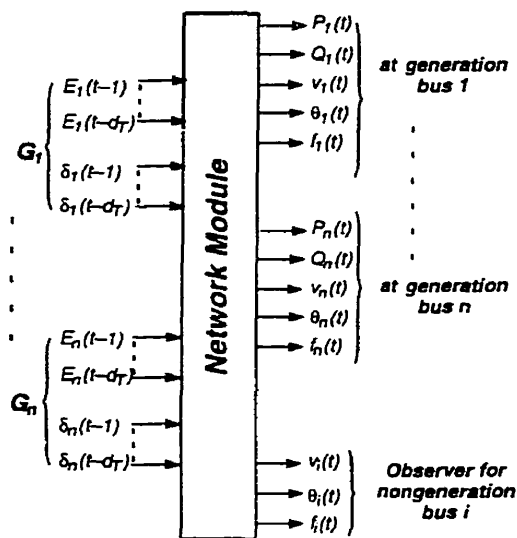


Fig. 5. ANN electrical network module. Inputs are the generator internal voltages and angles; minimum outputs are real electrical power and complex voltage at all generator buses. Here, reactive power and frequency are also monitored. Note observer for nongeneration buses.

The ANN generator module gives excellent results for many different combinations of turbine-speed governor (i.e. hydro and steam), excitation system and power system stabilizer models when 16 past one-cycle time-steps are used for each of the five input quantities (i.e. $d_G = 16$). Tests using inputs not included in the training set show that fewer than 12 and greater than 24 past time-steps respectively cause large error or premature divergence of the simulation (Fig. 4a).

B. The ANN Electrical Network Module

The electrical network is modeled as a single ANN module (Fig. 5) including transmission system, system loads, time-varying generator reactances (i.e. X_d'' , X_d' , X_d) and SVCs (when present). The inputs to this module are the internal voltages E_j and angles δ_j of each of the n generators. The minimum output quantities required to integrate all of the ANN modules as a complete simulator are the real power P_j , voltage magnitude v_j and respective angle θ_j at every generator terminal. Other quantities such as generator reactive powers Q_j and frequencies f_i are equally of interest and are consequently monitored.

At nongeneration buses, complex voltages \bar{v}_i and frequencies f_i can often be useful in analyzing results. The network module is therefore enhanced to include an observer of these quantities for as many buses as desired. Though presented here as part of the main electrical network module, this observer can in fact be trained separately and used as a stand-alone module.

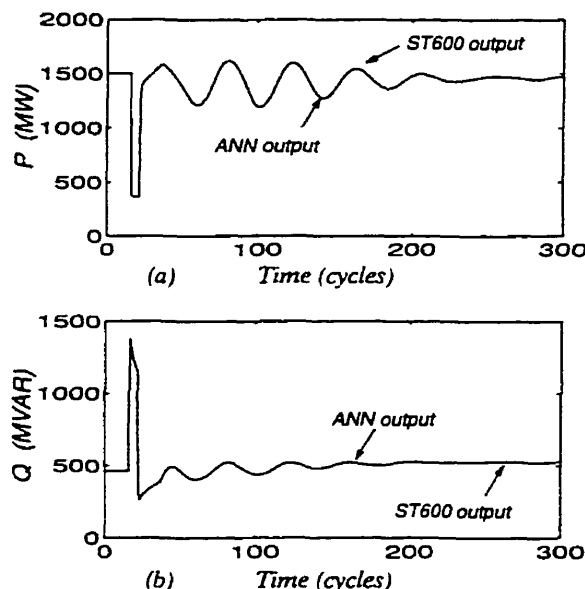


Fig. 6. Real and reactive power at bus 4 (Claude) for 3 ϕ fault at bus 7002 and subsequent loss of line 7001-7002 (---ST600 output —ANN output).

For every contingency to be simulated, two different network topologies are required: i) one corresponding to the network under fault (i.e. on-fault) conditions, and ii) another corresponding to the post-contingency network topology. In the present paper, a single ANN electrical network module is used to represent each one of these different network conditions. If many contingencies are to be studied, a pair of dedicated ANN modules is required for every one. Using this approach, a single transient stability simulation is needed to train each individual ANN module. Fig. 6 compares outputs of the ANN electrical network module with outputs from ST600 for the network of Fig. 9 (for the same contingency used to train the ANN): almost identical results are obtained.

The number of inputs required to obtain an accurate simulation is large in comparison to the ANN generator module: each input quantity requires past data on the order of 180 time steps. This number was found by trial and error as no straightforward way could be found to determine the order of the system as in the case of the ANN generator module. If an insufficient number of past points is used (i.e. 170), there appears to be insufficient data input to the ANN and the simulation diverges prematurely (Fig. 4b) when the 16-point ANN generator modules are integrated to the ANN electrical network. Similarly, when too many points are used (i.e. 200 points), the system is overdetermined and again the simulation diverges prematurely (Fig. 4b).

the generator training set. Nevertheless, much remains to be done before ANN simulators become a practical reality. For example, though extremely short simulation times are expected from a dedicated hardware implementation of this con-

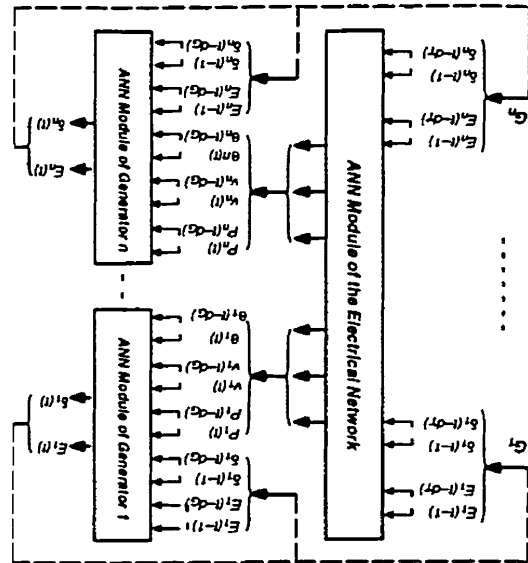
In this paper, the concept of using ANNs for performing power system transient stability simulations is shown to be feasible. By taking advantage of the powerful mapping ability of ANNs, individual components within a power system can be modeled and trained separately, and integrated afterwards for the purpose of emulating complex transient stability simulations. Once the training set is available, the training process is extremely rapid due to the use of linear ANNs. Though the ANN network module is presently trained specifically for an intended contingency, results from a 32-bus test system including hydro and steam units, complex excitation systems, power system stabilizers, SVCs show that high quality simulation can be achieved for severe contingencies not included in the generator training set.

V. CONCLUSION

The integrated ANN simulator concept (Fig. 7) was tested on a number of different contingencies for which it had not been trained. Fig. 8 presents results monitored at generator bus 11 for a particularly severe contingency: a three-phase fault is applied at bus 7006 with the subsequent loss of the line 7002-7006 carrying 1521 MW (i.e. 16.5% of the total generation). The integrated ANN simulator generates outputs with negligible error when compared to the equivalent ST600 simulation.

IV. INTEGRATING THE ANN MODULES

Fig. 7. The integrated ANN simulator.



The authors thank Mr. Roger Chahine of Hydro-Quebec for his considerable moral and financial support of this project.

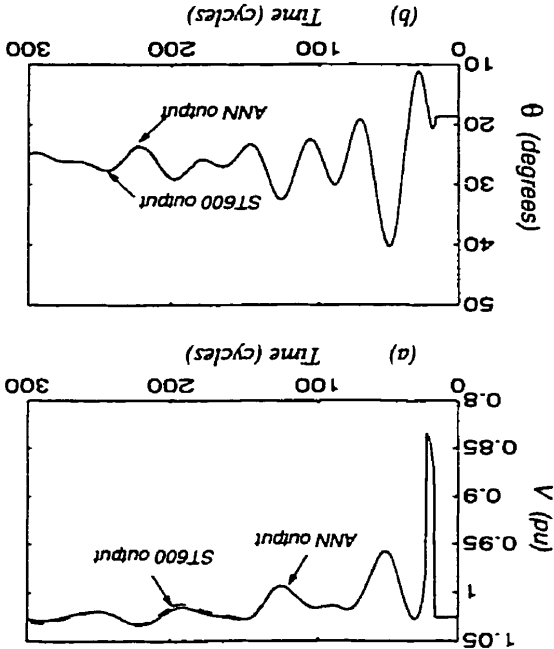
VII. ACKNOWLEDGEMENT

The data for the 32-bus test system is tabulated in [8]. This system (Fig. 9) has many complex features including ac voltages ranging from 13.8 to 735 kV, hydro and steam generating stations, static excitation systems, power system stabilizers and static VAR compensators. The initial load flow for all simulations has a total generation of 9217 MW. A dc line normally found between buses 1200 and 3007 was removed for the present study.

VI. APPENDIX: THE SIMULATED POWER SYSTEM

ANN simulators for any network. ANNs, individual components within a power system can be modeled and trained separately, and integrated afterwards for the purpose of emulating complex transient stability simulations. Once the training set is available, the training process is extremely rapid due to the use of linear ANNs. Though the ANN network module is presently trained specifically for an intended contingency, results from a 32-bus test system including hydro and steam generating stations, static excitation systems, power system stabilizers and static VAR compensators. The initial load flow for all simulations has a total generation of 9217 MW. A dc line normally found between buses 1200 and 3007 was removed for the present study.

Fig. 8. Testing the integrated ANN module: quantities at generator bus 11 (Raymon) for a 3 ϕ fault applied at bus 7006 and subsequent loss of line 7002-7006 carrying 1521 MW. (—ST600—ANN).



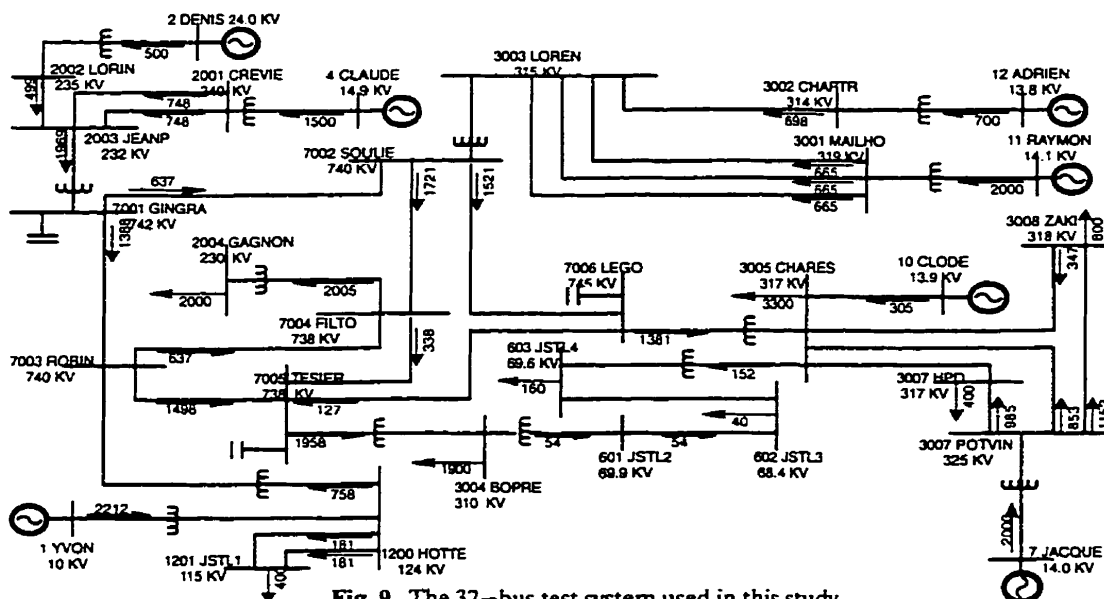


Fig. 9. The 32-bus test system used in this study.

VIII. REFERENCES

- [1] Hazen, H.L., Schurig, O.R., and Gardner, M.F., "The M.I.T. Network Analyzer: Design and Application to Power Systems," *Trans. AIEE*, vol. 49, p. 1102, 1930.
 - [2] Johnson, D.L., and Ward, J.B., "The Solution of Power System Stability Problems by Means of Digital Computers," *Trans. AIEE*, vol. 75, pt. III, pp. 1321-1329, 1956.
 - [3] Dommel, H.W., "Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single- and Multiphase Networks," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-88, no. 4, April 1969, p. 388.
 - [4] Ooi, B.T., Lee, H.C., et al., "Real-Time Computation by Parallel DSPs for Control and Simulation," *IMACS-TCI'93*, July 7th to 9th 1993.
 - [5] McLaren, P.G., Kuffel, R., and Wierckx, R. "A Real Time Digital Simulator for Testing Relays," *IEEE/PSM 1991, Summer Meeting*, Paper 91 SM319-4 PWRD.
 - [6] Gagnon, C., Sood, V.K., Belanger, J., et al., "Hydro-Quebec Power System Simulator," *IEEE Canadian Review*, No. 19, Spring-Summer 1994, pp. 6-9.
 - [7] Widrow, B. and Sterns, D., *Adaptive Signal Processing*, New York, Prentice-Hall 1985.
 - [8] Valette, A., Lafrance, F., Lefebvre, S., and Radakovic, L., *ST600 Stability Program: User Manual Version 701*, Hydro-Quebec, Vice-presidence technologie et IREQ, January 1987.
 - [9] Demuth, H. and Beale, M., *Neural Network Toolbox For Use With Matlab: Users' Guide*, The Mathworks Inc., Natick, Mass., 1992.
- Nahi A. Kandil obtained his B.S. at the University of Damascus (1984), his M.Sc. at Ohio University (1989) and is presently a Ph.D. candidate in Electrical Engineering at Ecole Polytechnique de Montreal. His areas of interest include neural networks, modeling, system identification, and power systems.
- Rihard J. Marceau (M 1979) obtained his B.Eng. at McGill University (1977), his M.Sc.A. at Ecole Polytechnique de Montreal (1983), and his Ph.D. at McGill University in 1993. From 1978 to 1982, he worked for MONENCO in system planning, relaying and power station design. At Hydro-Quebec from 1982 to 1990, he worked as an operations engineer, as a researcher in induction heating (IREQ), and as a strategic planner of R&D. He is currently Assistant Professor at Ecole Polytechnique de Montreal. His immediate research interests include the use of software frameworks and neural networks in security analysis, and virtual reality for operator training and power system control.
- Xuan-Dai Do (SM 1989) received his B.Sc.A., M.Sc.A. and Ph.D. degrees in Electrical Engineering, from Laval University, Quebec, Canada in 1966, 1968 and 1971, respectively. He has been at Ecole Polytechnique de Montreal, Canada since 1971, where he presently is a Professor of the Electrical Engineering Department. His areas of interest are the analysis, modeling and simulation of HVAC and HVDC power systems, surge and insulation coordination, and sizing of EHV overhead conductors. Dr. Do is a Senior Member of IEEE and member of CIGRE. He was awarded the 1981 IEEE Outstanding Student Branch Counselor Award and the IEEE Centennial Medal in 1984.
- Gia Tong Vuong (M 1972) received his B.S. and M.S. from Ecole Polytechnique, Montreal, in 1966 and 1968, respectively. In 1978, he received his Ph.D. from INRS-Energie, Universite du Quebec. He joined Hydro-Quebec in 1969 and is currently a senior engineer with the Planning Department. His current research interests are power system analysis, intelligent systems, and high performance computing.
- Vijay K. Sood (SM 1985) obtained the B.Sc. degree in Electrical Engineering from University College, Nairobi (Kenya) in 1967, the M.Sc. degree from University of Strathclyde, Glasgow (Scotland) in 1969 and the Ph.D. degree from University of Bradford (England) in 1977. From 1969-76, he worked at the Railway Technical Center, Derby (UK) carrying out research in DC choppers for rapid transit applications. Since 1976, he has been at IREQ working in the System Simulation group. His present research interests include HVDC transmission, forced commutation and analog/digital simulation techniques.

Annexe C

**Une autre méthode innovatrice pour la réalisation de simulations en stabilité
transitoire au moyen du calcul parallèle distribué**

N. Kandil

CALCUL DU POIDS DES RÉSEAUX NEURONAUX À PARTIR DES PARAMÈTRES DU SYSTÈME

Les limitations pratiques des méthodes décrites dans l'annexe précédent (annexe A), en utilisant les Réseaux Neuronaux Artificiels (RNA), ont mené au développement d'une autre nouvelle approche où les poids de RNA ne sont pas obtenus par apprentissage mais sont plutôt calculés à partir des paramètres du système. Dans ce contexte, la capacité de la transformation (input-output mapping) des réseaux neuronaux n'est pas utilisée explicitement, cependant, leur parallélisme demeure toujours exploité afin d'en arriver à accélérer le calcul de la simulation grâce à l'emploi d'un matériel approprié. La détermination des poids des RNA à partir des paramètres du système exige une analyse mathématique détaillée du système modélisé. De ce fait, l'analyse complète du problème de la stabilité transitoire devient une nécessité. Cette approche ne peut plus être considérée comme une application de réseaux neuronaux, mais comme un processus parallèle distribué.

C-1 La mise en équation

Utilisant la méthode simultanée implicite, l'étude de la stabilité transitoire est faite en combinant la solution des équations algébriques décrivant le réseau avec les solutions numériques des équations différentielles représentant les machines. En utilisant la méthode trapézoïdale (algorithme d'intégration implicite et stable), les équations

tions différentielles sont également transformées en équations algébriques lesquelles sont résolues simultanément avec les équations du réseau à chaque instant t . En comparaison avec d'autres méthodes, cette approche offre une convergence et une stabilité numérique meilleures. En plus, elle a l'avantage de permettre l'emploi d'un pas d'intégration variable lequel donne des calculs rapides sans dégrader la précision de la simulation. Il s'agit de la méthode employée par BPA et Hydro-Qébec dans leur logiciel respectif [Dommel et Sato 1972, Vallete et al. 1987]

Avec l'approche simultanée implicite, le problème de la stabilité transitoire peut être représenté (à un instant t) par le système matriciel suivant [Vuong et Valette 1985]:

$$\begin{bmatrix} [A_g] & [B_g] \\ [C_g] & [Y+Y_c] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_g \\ \underline{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{R}_g \\ \underline{R}_n \end{bmatrix} \quad (C-1)$$

où:

$[A_g]$ – matrice des coefficients des équations des générateurs en fonction des paramètres et du pas de temps

$[B_g]$ – matrice d'interface de tension

$[C_g]$ – matrice d'interface de courant

\underline{R}_g – vecteur composé des valeurs connues et des termes non linéaires des générateurs

\underline{U}_g – vecteur composé des variables de générateurs

$[Y_c]$ – matrice diagonale contenant les admittances des charges équivalentes

\underline{R}_n – vecteur des courants résiduels dus aux charges non linéaires

$[Y]$ – matrice d'admittance

\underline{V} – vecteur des tensions

L'équation (C-1) peut être écrite sous la forme [Vuong et Valette 1985]:

$$\underline{U}_g = [A_g]^{-1} \cdot [B_g] \cdot \underline{V} + [A_g]^{-1} \cdot \underline{R}_g \quad (C-2)$$

ce qui donne

$$[C_g] \cdot \underline{U}_g = - [C_g] \cdot [A_g]^{-1} \cdot [B_g] \cdot \underline{V} + [C_g] \cdot [A_g]^{-1} \cdot \underline{R}_g \quad (C-3)$$

On définit ensuite

$$[Y_g] = - [C_g] \cdot [A_g]^{-1} \cdot [B_g] \quad (C-4)$$

et

$$\underline{I}_r = \underline{R}_n - [C_g] \cdot [A_g]^{-1} \cdot \underline{R}_g \quad (C-5)$$

Eq. (C-1) devient

$$\left[[Y] + [Y_c] + [Y_g] \right] \cdot \underline{V} = \underline{I}_r \quad (C-6)$$

L'équation (C-6) représente la base du problème de l'écoulement de puissance dans l'étude de la stabilité transitoire. Les méthodes de solution de cette équation diffèrent par la représentation des charges $[Y_c]$ et les générateurs $[Y_g]$ ou par leur techniques de résolution des équations algébriques. Vuong [Vuong et Valette 1985] montre qu'une forme complexe de (C-6) peut être obtenue comme suit:

$$[[\bar{Y}] + [\bar{Y}_c] + [\bar{Y}_g]] \cdot \underline{V} = \underline{I}_r \quad (C-7)$$

où $[\bar{Y}]$, $[\bar{Y}_c]$ et $[\bar{Y}_g]$ sont des matrices complexes.

ou plus convenablement,

$$[\bar{Y}_e] \cdot \underline{V} = \underline{I}_r \quad (C-8)$$

où

$$[\bar{Y}_e] = [[\bar{Y}] + [\bar{Y}_c] + [\bar{Y}_g]]$$

L'équation (C-8) a la forme d'un écoulement de puissance à injection de courant et peut être résolue par un processus itératif en utilisant l'équation [Valette et al. 1987]:

$$\underline{V}_{k+1} = \underline{V}_k + [\bar{Y}_e]^{-1} d\underline{I}_r \quad (C-9)$$

On note que, à cause de sa dérivation, $[\bar{Y}_g]$ contient des informations relatives à la dynamique des générateurs et à la méthode d'intégration utilisée: c'est à dire, $[\bar{Y}_g]$ introduit dans l'équation de réseau une composante qui est dépendante du temps. Lorsque cette dynamique est négligée, comme dans le modèle classique, $[\bar{Y}_g]$ devient constant. Toutefois, les résultats de [Vuong et Valette 1985] montrent que $[\bar{Y}_g]$ varie peu en fonction des points d'opération. En contrepartie, $[\bar{Y}_g]$ est très sensible au changement du pas d'intégration ce qui implique le réévaluation de $[\bar{Y}_g]$ chaque fois que Δt est changé.

Cette méthode de calcul est utilisée avec succès dans le logiciel ST600 (un logiciel de la stabilité développée à IREQ par [Vuong et Valette 1985]) et, avec certaines variations, dans le logiciel “BPA 2000 bus stability program”. La figure C-1 montre l’organigramme de cet algorithme. Sa convergence performante permet de simuler des cas de perturbations extrêmement sévères dans le réseau d’Hydro-Québec. Cependant, les simulations en temps réel nécessitent un matériel de calcul onéreux, et d’autres contributions sont nécessaires pour réaliser l’accélération de la simulation du ST600 de manière économique.

C-2 Parallélisation de l’approche simultanée implicite

La simulation de la stabilité transitoire des réseaux électriques exige un grand nombre d’opérations de calcul qui peuvent être accélérées par l’utilisation en parallèle de nombreux éléments de calcul. Pour la parallélisation de l’algorithme expliqué ci-dessus au moyen d’une architecture de type réseau neuronal, il est nécessaire de récrire les équations de manière à la faciliter.

C-2.1 Calcul des poids

Dans l’équation (C-5), \underline{R}_g est un vecteur composé des valeurs connues et des termes non – linéaires des générateurs. Cependant, elle peut être écrite comme

$$\underline{R}_g = [\underline{F}] \cdot \underline{U}_g + \underline{K} \quad (\text{C-10})$$

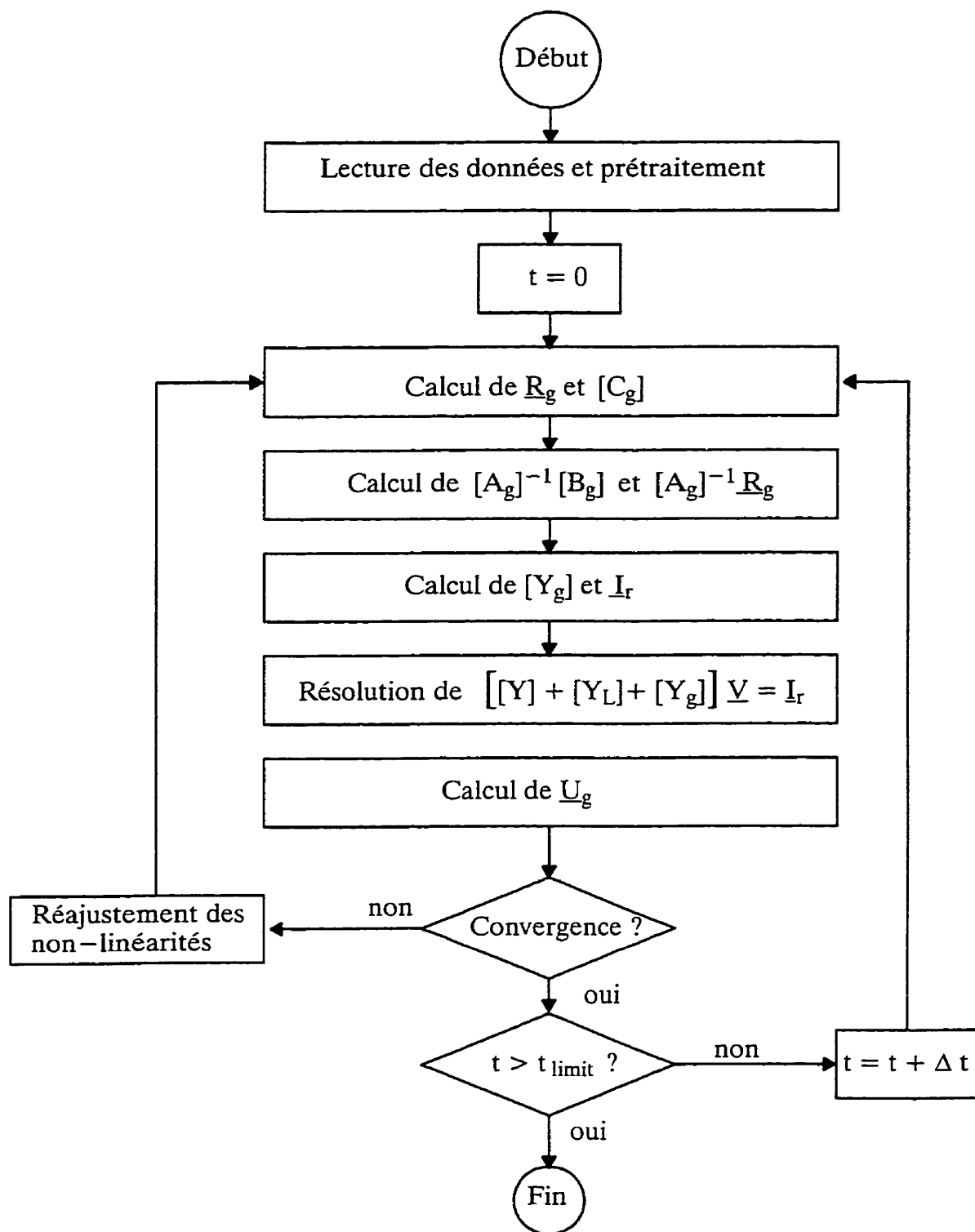


Figure C-1. Organigramme simplifié du programme ST600

où $[F]$ est une matrice de coefficient et \underline{K} un vecteur constant. Ainsi, l'équation (C-5) peut être écrite dans la forme:

$$\begin{aligned} I_r &= \underline{R}_n - [C_g] \cdot [A_g]^{-1} \cdot ([F] \cdot \underline{U}_g + \underline{K}) \\ &= \underline{R}_n - [C_g] \cdot [A_g]^{-1} \cdot [F] \cdot \underline{U}_g - [C_g] \cdot [A_g]^{-1} \cdot \underline{K} \\ &= \underline{R}_n - [W_1] \cdot \underline{U}_g - \underline{B}_1 \end{aligned}$$

dans le cas des charges linéaires, $\underline{R}_n = 0$, lequel donne:

$$I_r = - [W_1] \cdot \underline{U}_g - \underline{B}_1 \quad (C-11)$$

On note que $[W_1]$ et \underline{B}_1 sont fonctions des angles des machines δ , en conséquence, ils doivent être mis à jour à chaque itération.

Dans le même contexte, l'équation (C-2) peut être écrite comme suit:

$$\begin{aligned} \underline{U}_g &= [A_g]^{-1} \cdot [B_g] \cdot \underline{V} + [A_g]^{-1} \cdot ([F] \cdot \underline{U}_g + \underline{K}) \\ &= [A_g]^{-1} \cdot [B_g] \cdot \underline{V} + [A_g]^{-1} \cdot [F] \cdot \underline{U}_g + [A_g]^{-1} \cdot \underline{K} \\ &= [W_2] \cdot \underline{U}_g + [W_3] \cdot \underline{V} + \underline{B}_2 \end{aligned} \quad (C-12)$$

Ici encore, $[W_3]$ est fonction des δ et doit être mise à jour à chaque itération.

Maintenant, l'équation (C-8) peut être écrite simplement par:

$$\underline{V} = [Y_e]^{-1} \cdot \underline{I}_r \quad (C-13)$$

Comme il a été mentionné, le changement de $[Y_g]$ n'est pas nécessaire tant qu'il n'y a aucun changement de pas de calcul, ce qui donne une matrice $[Y_e]^{-1}$ constante sauf quand il y a changement de topologie. En conséquence, (C-13) peut être écrite comme suit:

$$\underline{V} = [W_4] \cdot \underline{I}_r \quad (C-14)$$

Sous forme matricielle, on peut donc écrire:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_r \\ \underline{U}_g \\ \underline{V} \end{bmatrix}_{t+1} = \begin{bmatrix} 0 & [W_1] & 0 \\ 0 & [W_2] & [W_3] \\ [W_4] & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_r \\ \underline{U}_g \\ \underline{V} \end{bmatrix}_t + \begin{bmatrix} \underline{B}_1 \\ \underline{B}_2 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (C-15)$$

La figure C-2 montre un diagramme du processus de calcul parallèle de la stabilité transitoire. Il est clair que la plus grande charge de calcul est donnée par la matrice $[W_4]$ puisque celle-ci a les dimensions de $[Y_{bus}]$. Les autres matrices $[W_1]$, $[W_2]$ et $[W_3]$ sont beaucoup plus petites. Les matrices $[W_1]$ et $[W_3]$ et le vecteur \underline{B}_1 dépendent des angles des machines et doivent donc être mis à jour à chaque itération.

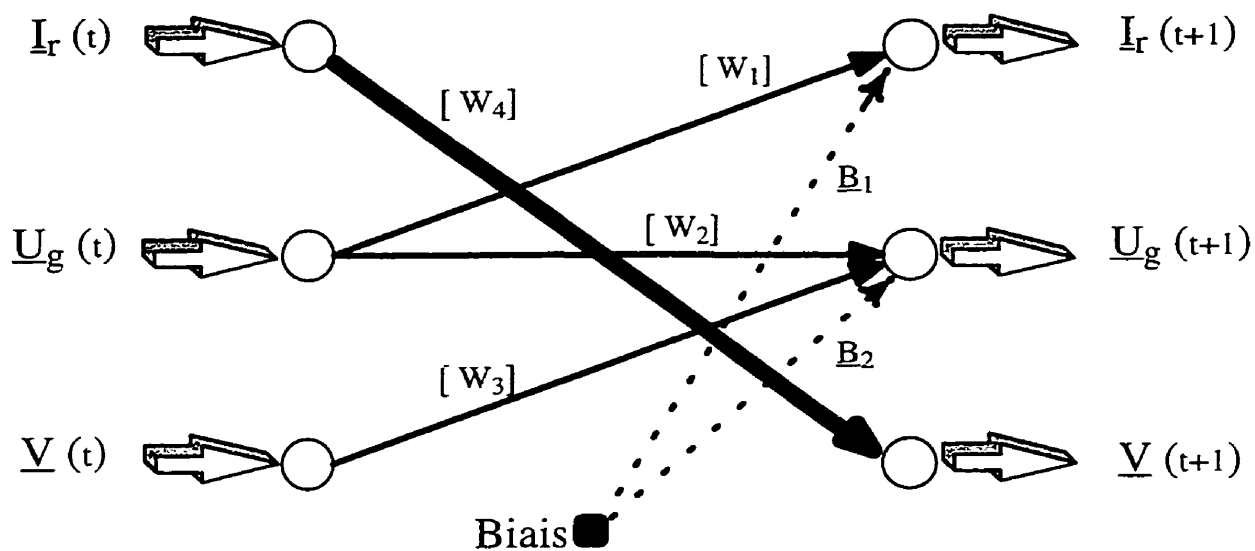


Figure C-2. Parallélisation de la méthode implicite simultanée

L'expérience démontre que quelques itérations, à chaque temps t , suffisent généralement pour la simulation du comportement de grands réseaux. Le réseau nécessite donc une approche itérative avec un RNA d'une seule couche telle que présentée à la figure C-2 ou une approche nonitérative avec un RNA multicouches telle que présentée à la Figure C-3. Il se peut toutefois que le traitement de discontinuités topologiques telles l'avènement d'un défaut, le retrait d'un défaut et la perte d'un élément nécessitent plus d'une dizaine d'itération. Ceci signifie que le comportement post-contingence du réseau doit être traité séparément de son comportement en défaut. Cet aspect demeure donc à l'étude.

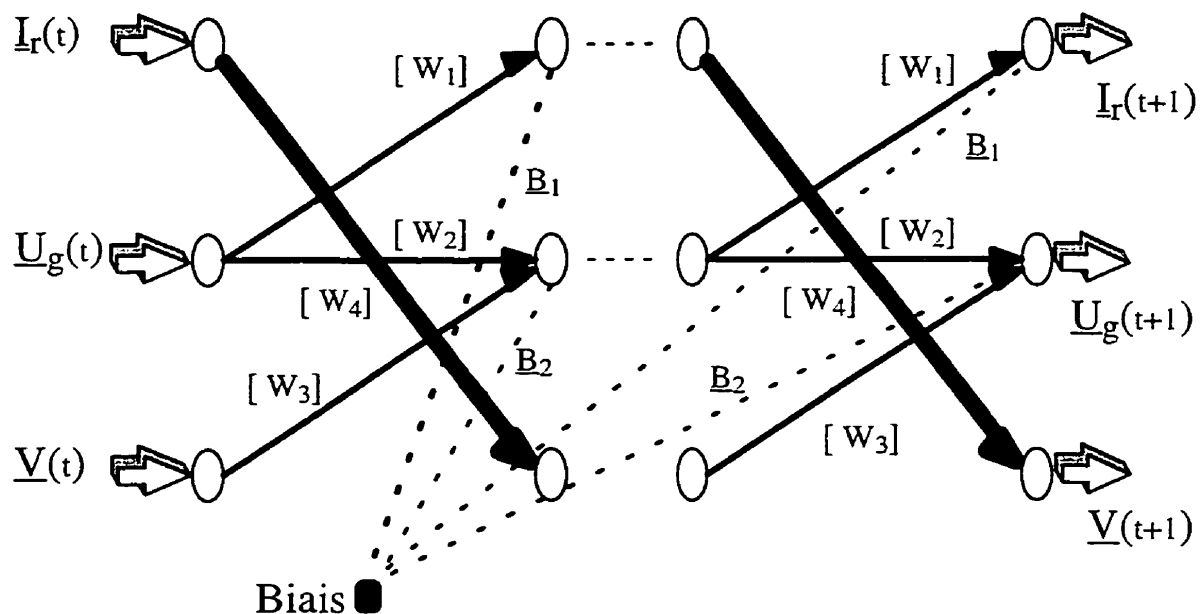


Figure C-3. Parallélisation de la méthode implicite simultanée avec un RNA multicouches

C-2.2 Traitement des poids

Les poids, qui dépendent des angles des machines et doivent être mis à jour à chaque itération, peuvent être générés par un autre RNA. Par exemple, dans (C-12), le vecteur $[W_3]$ est défini par l'équation suivante:

$$[W_3] = [A_g]^{-1} \cdot [B_g] = [W_5] \cdot [B_g] \quad (C-16)$$

où $[B_g]$ est la matrice d'interface de tension et ses éléments sont des fonctions de sinus et de cosinus de δ (l'angle interne des machines). Ici, $[W_3]$ peut être généré par un autre RNA comme il est présenté à la figure C-4.

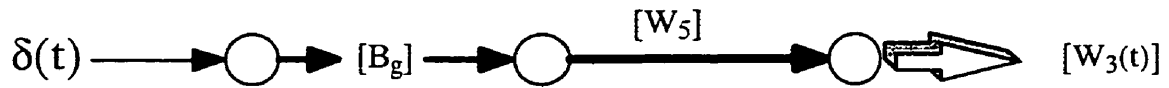


Figure C-4. Un RNA pour générer les poids qui varient dans le temps

En plus, si l'on se permet de postuler l'existence d'un nouveau type de neurone (multiplicateur), cela permettrait d'éviter le changement des poids dans le temps. Par exemple, l'équation (C-12) peut être présentée par le schéma de la Figure C-5. On note qu'aucun changement de poids n'est nécessaire avec cette configuration.

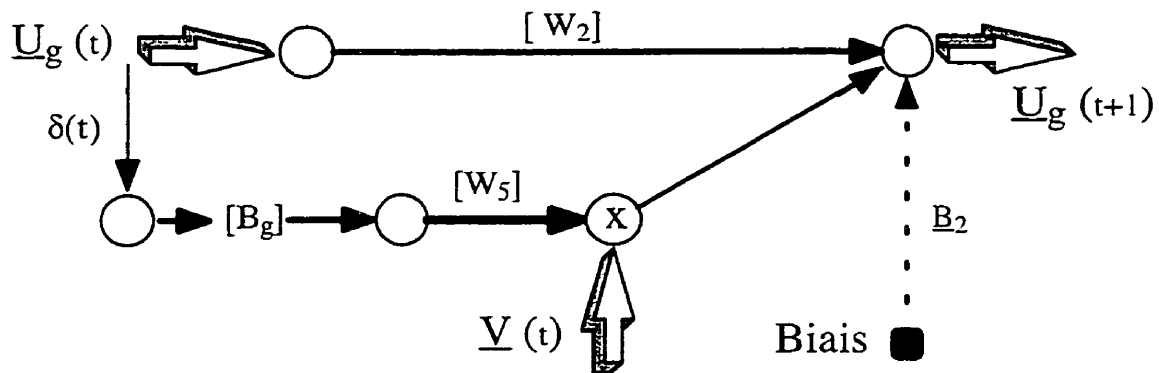


Figure. C-5. Un RNA avec des neurones “multiplicateurs” pour éviter le changement des poids dans le temps

C-2.3 Résultats

Les résultats de cette technique (pour un système de 5 barres et un défaut triphasé appliqué à la barre 3 avec déclenchement d'une ligne) sont montrés à la figure C-6. Ces résultats comparés à ST600 montrent le potentiel de cette approche.

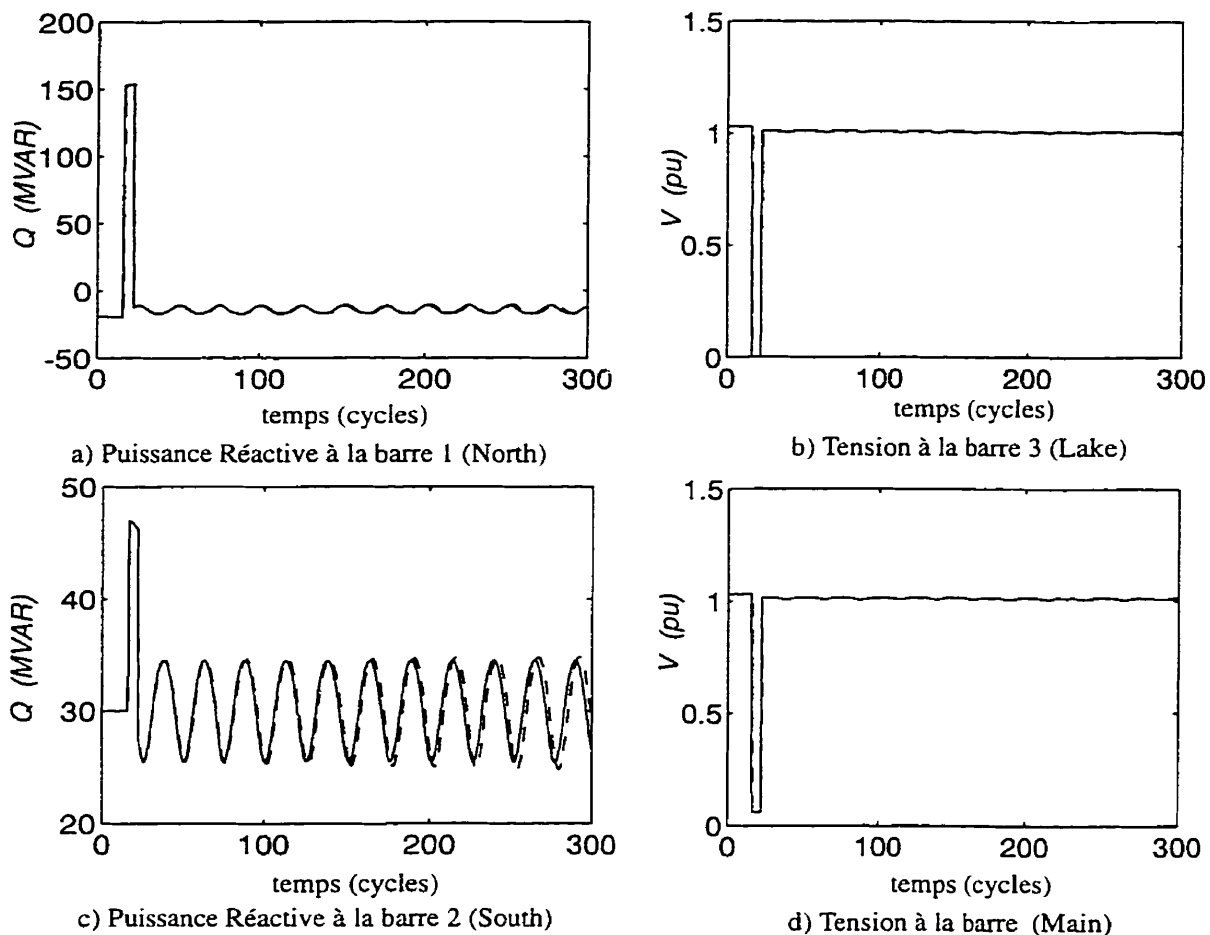


Figure C-6. Comparaison des résultats de ST600 et réseau neuronal pour un système de 5 barres et un défaut à la barre 3 avec déclenchement de la ligne 2-3, (-réseau neuronal —ST600)

C-3 Conclusion

Cette dernière méthode est mise au point pour répondre et satisfaire les principales limitations dont souffrent l'utilisation des réseaux neuronaux pour la simulation de la stabilité transitoire. Elle s'avère la plus pratique et la plus avantageuse pour la simulation de la stabilité transitoire en utilisant une approche massivement parallèle. Contrairement aux deux méthodes décrites dans l'annexe B, celle-ci comprend de nombreux avantages et peu de limitations.

C-3.1 Avantages

Les principaux avantages de cette méthode sont donnés dans ce qui suit:

- a) Aucun entraînement n'est requis. Il est bien connu que, dans les réseaux neuro-naux, l'entraînement est un problème majeur. Cela nécessite un code d'entraînement très élaboré et beaucoup de temps. Au cours de l'entraînement, le problème de convergence peut apparaître (minimum local).
- b) Un changement de topologie est directement pris en compte en affectant les poids du RNA.
- c) L'ajout ou le déstaging d'un élément du système est facilement réalisable.
- d) La totalité du système est représentée par un seul bloc: ce qui réduit considérablement le nombre de neurones requis.
- e) Le RNA est partiellement connecté: ce qui réduit le temps de calcul.
- f) L'une des plus principales caractéristiques des RNA est le parallélisme. Dans cette méthode, cette caractéristique est préservée: ce qui résultera certainement en des vitesses de simulation élevées.
- g) On sait où se trouve les neurones qui requièrent une caractéristique non-linéaire.
- h) On prédit chaque nouvel état du réseau ($t + \Delta t$) sans avoir recours au passé: la structure physique est dans les poids. Ceci réduit considérablement le nombre de neurones.
- i) Il est possible, avec cette approche, de réaliser une recherche de limite de transit.

C-3.2 Limitations

- a) Cette méthode n'exploite pas de la capacité de mapping des réseaux neuronaux artificiels.
- b) Le calcul des poids du RNA requiert une analyse mathématique élaborée du système (modélisation mathématique).
- c) Selon l'implantation particulière, certains des poids du RNA doivent être mis à jour avant de passer d'une couche à l'autre.

Le tableau C-1 présente le nombre de neurones et de connexions (poids) requis par cette approche. Ce nombre est donné comme fonction de n (le nombre de barres dans le réseau) et n_g (le nombre de générateurs). Une comparaison entre cette approche et les deux autres méthodes décrites dans l'annexe précédent (annexe B) est présenté au tableau C-2. On y voit clairement que cette dernière approche est celle qui minimise, et de beaucoup, les besoins en matière de calcul et ce, grâce à la réduction du nombre de connexions. On constate également que le nombre de neurones d'entrée et de sortie est minimisé.

Tableau C-1. Le nombre de neurones et de connexions requis par l'approche proposée (le processus parallèle distribué) : n =nombre des barres et n_g =nombre des générateurs.

	Nombre de neurones dans la couche d'en- trée (fan out)	Nombre de neurones dans la couche de la sortie	Nombre de connexions
	$7n_g + 2n$	$7n_g + 2n$	$(n)^2 + (7n_g)^2 + 14n(n_g)$
Réseau 5 barres: $n=5, n_g=2$	24	24	361
Réseau 32 barres: $n=32, n_g=7$	113	113	6561

Tableau C-2. Comparaison entre les trois approches dans le nombre de neurones et de connexions requis pour simuler le réseau 32 barres.

	Nombre de neurones dans la couche d'en- trée (fan out)	Nombre de neurones dans de la sortie	Nombre de connexions
Première approche (RNA)	5845	124	556010
Deuxième approche (RNA)	1196	92	110032
L'approche proposée (le processus parallèle distribué)	113	113	6561

Annexe D

Représentation d'un générateur à pôles saillants

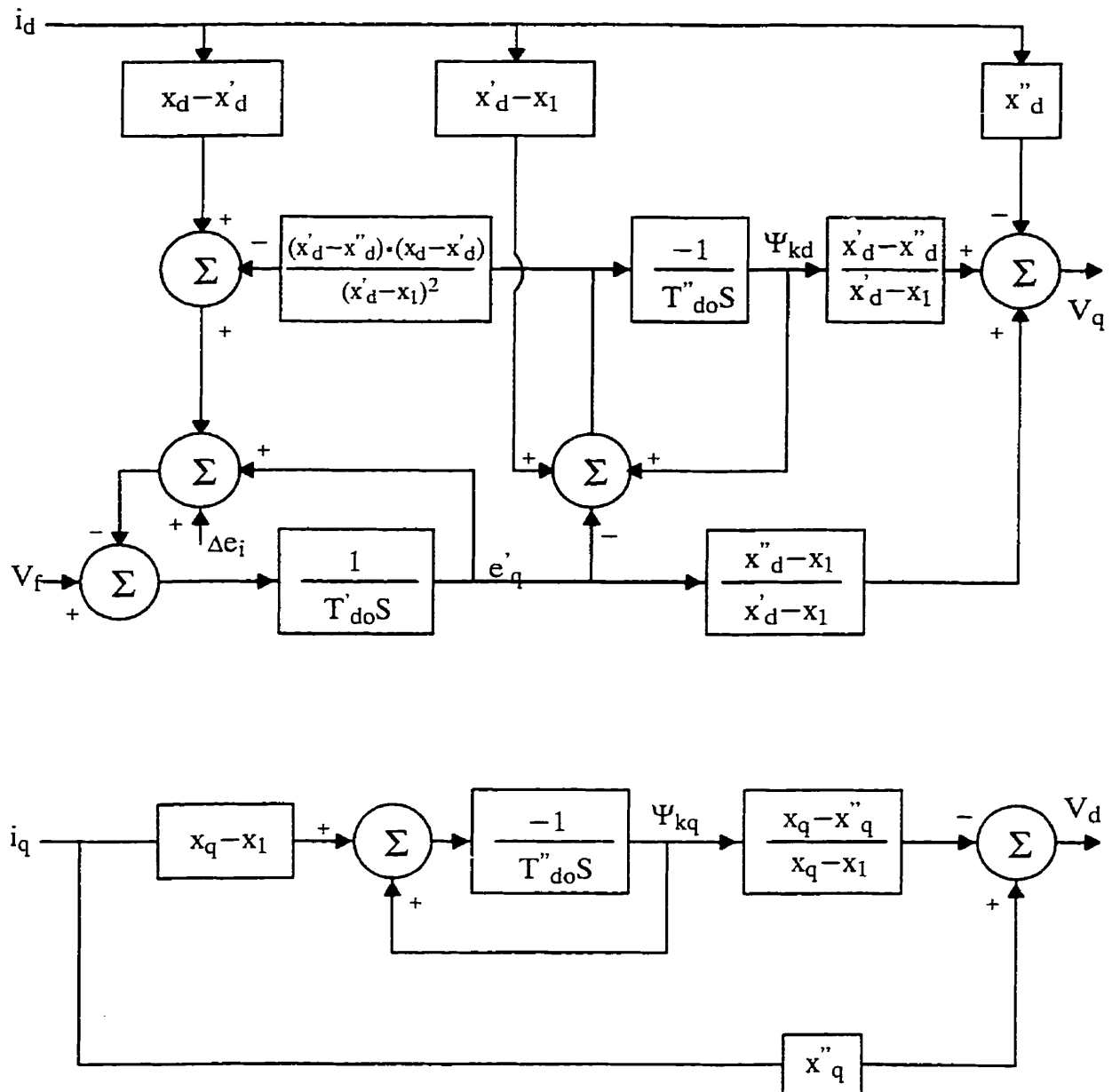


Figure D-1. Modélisation d'une machine synchrone à pôles saillants (type 3, ST600)

Notation:

i_d, i_q	Composantes direct et en quadrature du courant à la barre génératrice
v_d, v_q	Composantes direct et en quadrature de la tension à la barre génératrice
V_F	Tension d'excitation
e_i	Tension proportionnelle à courant de champ
Δe_i	Saturation sur e_i
e'_q	Tension proportionnelle à l'accrochage de flux (dans les enroulements de l'inducteur)
Ψ_{kd}	Flux d'enroulement amortisseur d'axe direct
Ψ_{kq}	Flux d'enroulement amortisseur d'axe en quadrature
e_{kd}	Tension proportionnelle à l'accrochage de flux Ψ_{kq}
x'_d	Réactance transitoire directe
x_d	Réactance synchrone directe
x_q	Réactance synchrone en quadrature
x_l	Réactance de Potier
T'_{do}	Constante de temps de l'enroulement de champ
x''_{do}	Réactance subtransitoire d'axe directe
T''_{do}	Constante de temps subtransitoire polaire sans charge
T''_{qo}	Constante de temps subtransitoire interpolaire sans charge
x''_{qo}	Réactance synchrone interpolaire subtransitoire

Variables: $e_d, e_q, i_d, i_q, \Phi_d, \Phi_q, \Phi_{kd}, \Phi_{kq}, E'_q, E''_d, E''_q, E_l, E_{kd}, E_{kq}$

Équations:

$$e_d(t) = -\Psi_q(t) \quad (D-1)$$

$$e_q(t) = \Psi_d(t) \quad (\text{D-2})$$

$$\Psi_d(t) = \frac{(X'_d - X''_d)}{(X'_d - X_l)} \Psi_d(t) + \frac{(X''_d - X_l)}{(X'_d - X_l)} E'_q(t) - X''_d J_d(t) \quad (\text{D-3})$$

$$\Psi_q(t) = \frac{(X_q - X''_q)}{(X_q - X_l)} \Psi_{kq}(t) - X''_q J_q(t) \quad (\text{D-4})$$

$$E''_q(t) = \Psi_d(t) + X''_d J_d(t) \quad (\text{D-5})$$

$$E''_d(t) = -\Psi_q(t) + X''_q J_q(t) \quad (\text{D-6})$$

$$\frac{dE'_q(t)}{dt} = \frac{1}{T'_{d_o}} (E_{f_d}(t) - E_l(t)) \quad (\text{D-7})$$

$$E_f(t) = E'_q(t) + (X_d - X'_d) i_d(t) - \frac{(X'_d - X''_d)(X_d - X'_d)}{(X'_d - X_l)^2} E_{k_q}(t) + \Delta e_i(t) \quad (\text{D-8})$$

$$\frac{d\Psi_{k_d}(t)}{dt} = \frac{1}{T''_{d_o}} E_{k_q}(t) \quad (\text{D-9})$$

$$E_{k_q}(t) = \Psi_{k_d}(t) - E'_q(t) + (X'_d - X_l)i_d(t) \quad (\text{D-10})$$

$$\frac{d\Psi_{k_q}(t)}{dt} = -\frac{1}{T'_{qo}}E_{k_d}(t) \quad (\text{D-11})$$

$$E_{k_d}(t) = \Psi_{k_q}(t) + (X_q - X_l)i_q(t) \quad (\text{D-12})$$

Annexe E

Représentation d'un circuit d'excitation

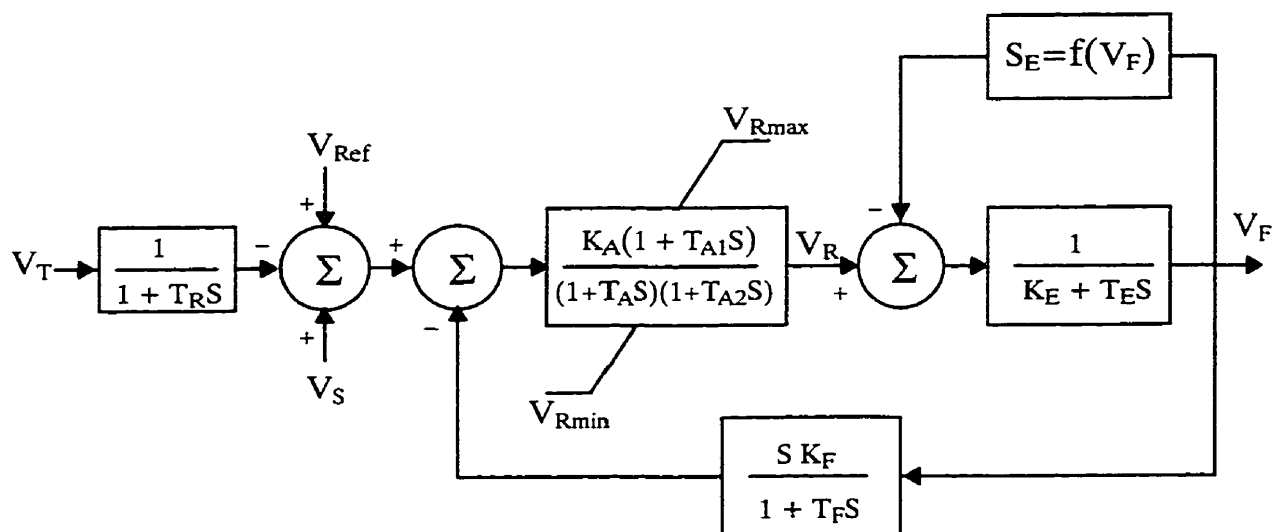


Figure E-1. Modélisation d'un circuit d'excitation (circuit d'excitation type 1, ST600)

Notation:

V_T	Tension au noeud du générateur
V_S	Tension de stabilisation
V_F	Tension d'excitation
S_E	Saturation
T_R	Constante de temps du filtre d'entrée du régulateur
K_A	Gain du régulateur gain
T_A	Constante de temps de l'amplificateur du régulateur
T_{A1}, T_{A2}	Constante de temps du régulateur
K_{Rmax}, K_{Rmin}	Valeurs maximum et minimum de la tension V_R
K_E	Constante l'excitatrice
T_E	Constante de temps de l'excitatrice
K_F	Gain du circuit de stabilisation du régulateur
T_F	Constante de stabilisation du régulateur

Variables: $V_T, V_1, V_2, V_3, V_4, V_5, S_E, E_{fd}$

Équations:

$$\frac{dV_1(t)}{dt} = \frac{1}{T_R} [V_T(t) - V_1(t)] \quad (\text{E-1})$$

$$V_2(t) = V_{ref} - V_1(t) - V_5(t) \quad (\text{E-2})$$

$$\frac{dV_3(t)}{dt} = \frac{1}{T_A} [K_A V_2(t) - V_3(t)] \quad (\text{E-3})$$

$$V_4(t) = V_3(t) - S_E(t) \quad (\text{E-4})$$

$$\frac{dV_3(t)}{dt} = \frac{1}{T_A} [K_A V_2(t) - V_3(t)] \quad (\text{E-5})$$

$$\frac{dE_{fd}(t)}{dt} = \frac{1}{T_E} [V_4(t) - K_E E_{fd}(t)] \quad (\text{E-6})$$

$$\frac{dV_5(t)}{dt} = \frac{K_F}{T_F} \frac{1}{T_E} [V_4(t) - K_E E_{fd}(t)] - \frac{1}{T_F} V_5(t) \quad (\text{E-7})$$

Formulation des équations en utilisant la méthode d'intégration trapézoïdal

$$-\frac{\Delta t}{2T_R}V_T(t) + \left(1 + \frac{\Delta t}{2T_R}\right)V_1(t) = V_1(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2T_R}[V_T(t - \Delta t) - V_1(t - \Delta t)] \quad (\text{E-8})$$

$$V_1(t) + V_2(t) + V_5(t) = V_{ref} \quad (\text{E-9})$$

$$-\frac{\Delta t}{2T_A}K_A V_2(t) + \left(1 + \frac{\Delta t}{2T_A}\right)V_3(t) = V_3(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2T_A}[K_A V_2(t - \Delta t) - V_3(t - \Delta t)] \quad (\text{E-10})$$

$$V_3(t) - V_4(t) - S_E(t) = 0 \quad (\text{E-11})$$

$$-\frac{\Delta t}{2T_E}V_4(t) + \left(1 + \frac{\Delta t K_E}{2T_E}\right)E_{fd}(t) = E_{fd}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2T_E}[V_4(t - \Delta t) - K_E E_{fd}(t - \Delta t)] \quad (\text{E-12})$$

$$\begin{aligned} -\frac{\Delta t K_F}{2T_E T_F}V_4(t) + \left(1 + \frac{\Delta t}{2T_F}\right)V_5(t) + \frac{\Delta t K_E K_F}{2T_E T_F}E_{fd} = \\ V_5(t - \Delta t) + \frac{\Delta t K_F}{2T_E T_F}[V_4(t - \Delta t) - K_E E_{fd}(t - \Delta t)] - \frac{\Delta t}{2T_F}V_5(t) \end{aligned} \quad (\text{E-13})$$

Conditions initiales:

$$V_T(t_0) = V_{ref} \quad V_1(t_0) = V_T(t_0) \quad V_2(t_0) = 0 \quad V_3(t_0) = 0$$

$$V_4(t_0) = \frac{1}{K_E}E_{fd}(t_0) \quad V_5(t_0) = 0 \quad S_E(t_0) = -V_4(t_0)$$

Annexe F

Représentation d'un circuit de stabilisation

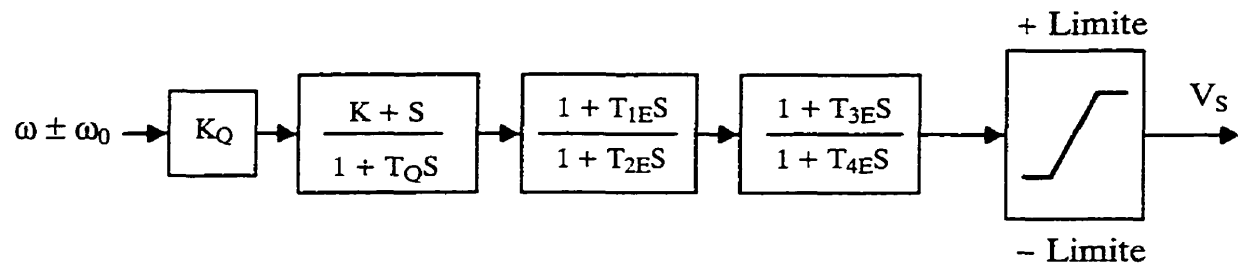


Figure. F-1. Modélisation d'un circuit de stabilisation (circuit type 1, ST600)

Notation:

ω	Vitesse de la turbine
ω_0	Vitesse synchrone de la turbine
V_s	Tension de stabilisation
K_Q, K	Gain du stabilisateur
T_Q, T_{1E}, T_{2E}	Constantes de temps
T_{3E}, T_{4E}	Constantes de temps

Variables: $\Delta\omega, S_I, S_2, S_3, V_s, S_E$

Formulation des équations en utilisant la méthode d'intégration trapézoïdal

$$\frac{2}{\Delta t} \Delta \omega(t) - \left(1 + \frac{2T_1}{\Delta t}\right) S_1(t) = \frac{2}{\Delta t} \Delta \omega(t - \Delta t) + \left(1 - \frac{2T_1}{\Delta t}\right) S_1(t - \Delta t) \quad (\text{F-1})$$

$$S_1(t) - \left(1 + \frac{2T_2}{\Delta t}\right) S_2(t) = -S_1(t - \Delta t) + \left(1 - \frac{2T_2}{\Delta t}\right) S_2(t - \Delta t) \quad (\text{F-2})$$

$$S_2(t) - \left(1 + \frac{2T_3}{\Delta t}\right) S_3(t) = -S_2(t - \Delta t) + \left(1 - \frac{2T_3}{\Delta t}\right) S_3(t - \Delta t) \quad (\text{F-3})$$

$$V_i(t) = S_3(t) \quad (\text{F-4})$$

Conditions initiales:

$$\omega(t_0) = \omega_0$$

$$d\omega(t_0) = 0$$

$$S_1(t_0) = S_2(t_0) = S_3(t_0) = 0$$

$$V_i(t_0) = 0$$

Annexe G

Représentation d'une turbine hydraulique

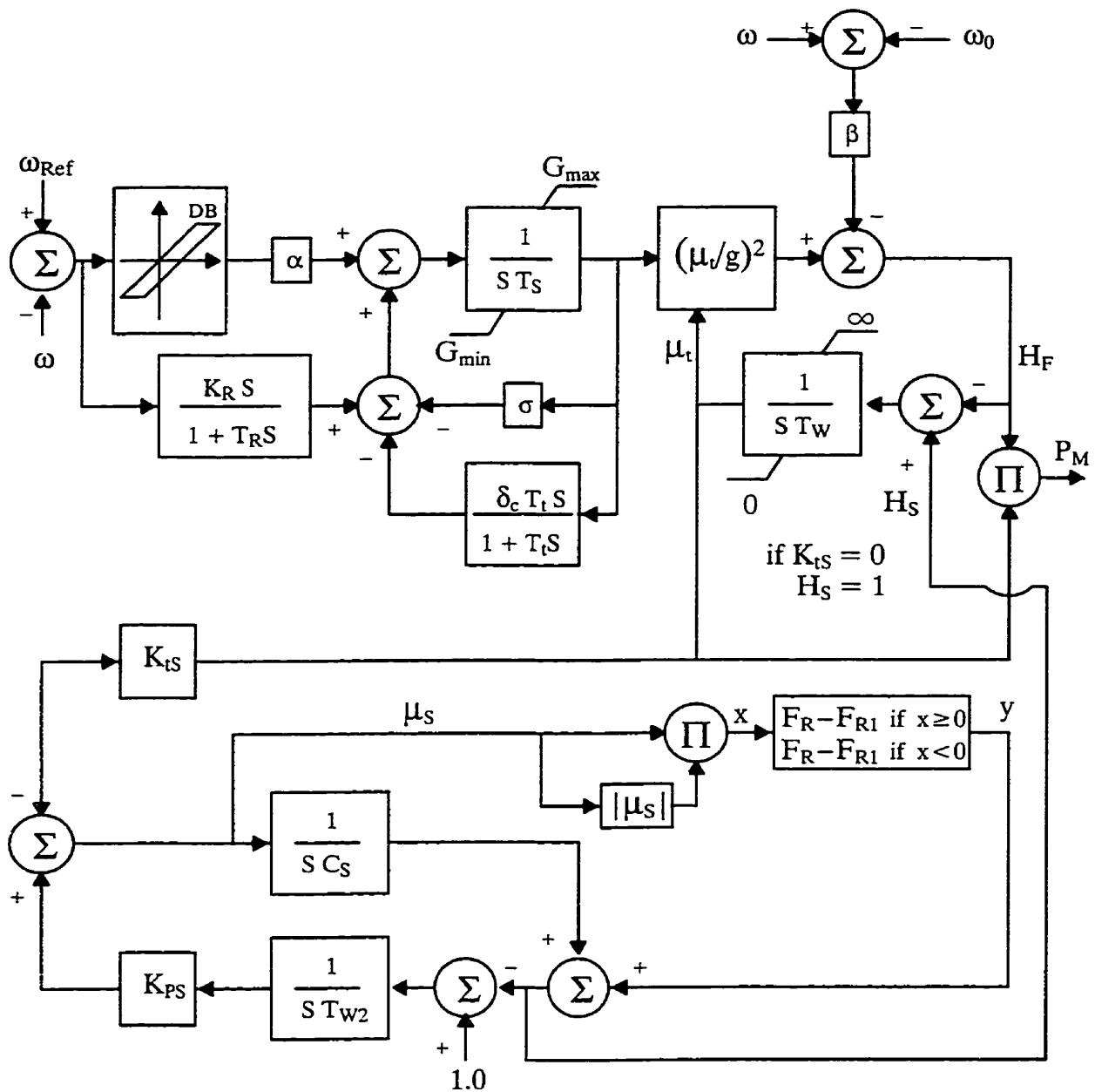


Figure G-1. Modélisation d'une turbine hydraulique (turbine type 1, ST600)

Notation:

ω	Vitesse de rotation de la turbine
G	Position de la vanne
H_S	Niveau d'eau dans la chambre d'équilibre
H_t	Hauteur de chute équivalente
v_t	Vitesse de l'eau à l'entrée de la turbine
DB	Bande morte du régulateur
α	Gain du régulateur
σ	Statisme permanent
δ_C	Statisme temporaire
β	Effet de vitesse sur la hauteur
G_{\min}	Position minimale de la vanne
G_{\max}	Position maximal de la vanne
T_S	Constante de temps du servomoteur
T_t	Constante de temps de relaxation de l'amortisseur
T_W	Constante de temps de l'inertie de l'eau dans la conduite forcée entre l'entrée et la chambre d'équilibre
T_{W2}	Constante de temps de l'inertie de l'eau dans la conduite forcée entre la chambre d'équilibre et la turbine
T_R	Constante de temps du dosage accélérométrique
K_R	Gain du dosage accélérométrique
K_{Ts}	Rapport entre le section basse de la conduite forcée à la section de la chambre d'équilibre
K_{PS}	Rapport entre le section supérieure de la conduite forcée à la section de la chambre d'équilibre
C_S	Temps de remplissage de la chambre d'équilibre
F_{R1}	Coefficient de perte de charge pour un débit positif
F_{R2}	Coefficient de perte de charge pour un débit négatif

Variables: $\omega, g_1, g_2, g_3, g_4, g_5, g, g_6, g_7, g_8, p_m$

Formulation des équations en utilisant la méthode d'intégration trapézoïdal

$$g_1(t) = \omega_0 - \omega(t) = \Delta\omega(t) \quad (\text{G-1})$$

$$g_2(t) = f_{ab}[g_2(t), g_1(t)] \quad (\text{G-2})$$

$$g_2(t) = g_1(t) \quad (\text{G-3})$$

$$\alpha g_2(t) - g_3(t) + g_4(t) - g_5(t) - \sigma g(t) = 0 \quad (\text{G-4})$$

$$\frac{2K_R}{\Delta t} g_1(t) - \left(1 + \frac{2T_R}{\Delta t}\right) g_4(t) = \frac{2K_R}{\Delta t} g_1(t - \Delta t) + \left(1 - \frac{2T_R}{\Delta t}\right) g_4(t - \Delta t) \quad (\text{G-5})$$

$$\frac{2\delta_c T_f}{\Delta t} g(t) - \left(1 + \frac{2T_f}{\Delta t}\right) g_5(t) = \frac{2\delta_c T_f}{\Delta t} g(t - \Delta t) + \left(1 - \frac{2T_f}{\Delta t}\right) g_5(t - \Delta t) \quad (\text{G-6})$$

$$g_6(t) = \left[\frac{\mu_f}{g(t)} \right]^2 \quad (\text{G-7})$$

$$-\beta\omega(t) + g_6(t) - g_7(t) = -\beta\omega_0 \quad (\text{G-8})$$

$$\mu g_7(t) - P_m(t) = 0 \quad (\text{G-9})$$

Conditions initiales:

$$\omega(t_0) = \omega_0$$

$$d\omega(t_0) = 0$$

$$S_1(t_0) = S_2(t_0) = S_3(t_0) = 0$$

$$V_i(t_0) = 0$$